



INFORME ECONÓMICO

Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina

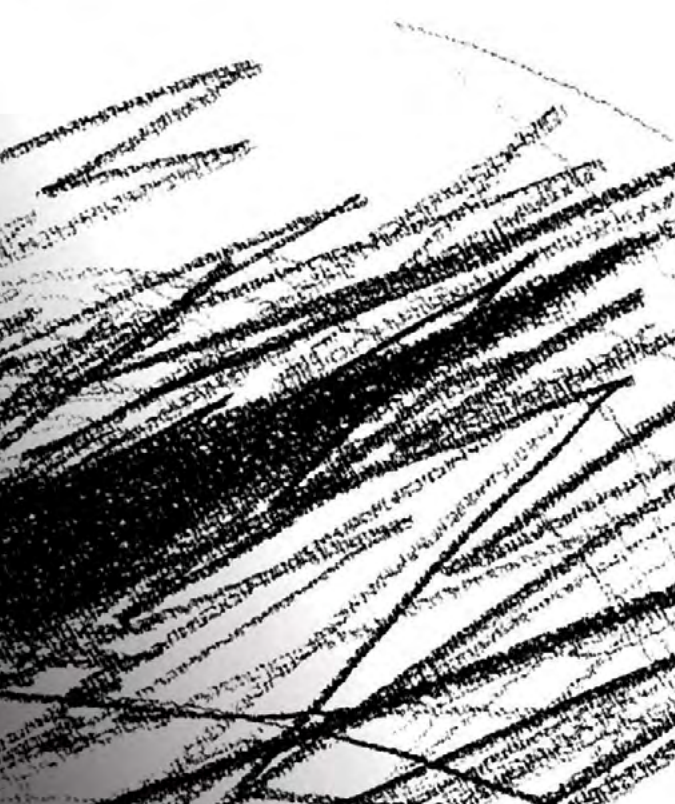
EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental



observatorio
petrolero **sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

**TALLER
Ecologista** 
Rosario/Argentina

Facundo López Crespo
Gustavo García Zanotti
Marco Kofman



INFORME ECONÓMICO

Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental



observatorio
petrolero **sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

**TALLER
Ecologista** 
Rosario/Argentina

**Facundo López Crespo
Gustavo García Zanotti
Marco Kofman**

INFORME ECONÓMICO

Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina

Autores:

*Facundo López Crespo
Gustavo García Zanotti
Marco Kofman*

Edición:

Diego di Risio

Corrección:

María Silvia Biancardi

Diseño, diagramación e ilustraciones:

dosRíos [diseño & comunicación]

1. Transferencias económicas,
2. Sector hidrocarburífero en Argentina.
Diciembre de 2016
Rosario, Santa Fe, Argentina
pp. 59

© Copyleft

Taller Ecologista Rosario y Observatorio Petrolero Sur en Ejes
(Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental), Argentina.

¡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

Presentación	6
Introducción: la energía en la historia reciente	8
El inicio y la consolidación del gobierno neoliberal de la energía	8
La posconvertibilidad: intervención, estatización parcial de YPF y transferencias	9
Transferencias nacionales al sector hidrocarburífero	17
¿Qué son y cómo podemos medir las transferencias?	17
Transferencias originadas en programas directos de estímulo sectoriales (T1)	19
Criterios metodológicos	21
1. Programa Gas Plus	22
2. Petróleo Plus	24
3. Compensación económica a las empresas que realicen exportaciones de petróleo crudo	27
4. Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural y programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas con inyección reducida	28
5. Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos	32
6. Programa de estímulo a la producción de petróleo crudo	33
7. Programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente	35
8. Fondo argentino de hidrocarburos	37
Transferencias originadas en la regulación del precio interno del petróleo y el gas (T2).	39
Precio interno del barril de petróleo crudo	39
Precio Interno del Gas	39
Transferencias originadas en la determinación de los derechos de exportación (T3).	47
Transferencias originadas en la política cambiaria y en los cambios de cotización de la divisa (T4).	49
Cotización de la divisa	49
Regulaciones cambiarias	50
Otros estímulos generales que empresas del sector han aprovechado (T5).	52
Línea de créditos para la inversión productiva	52
Reembolso a las exportaciones al sur del río Colorado	52
Conclusiones y comentarios finales.	53
¿Cuánto costó sostener el sector?	53
Recursos estatales transferidos a las empresas.	55
Cambios políticos: si no paga el Estado, pagan los hogares.	56
El desafío a futuro: la necesidad de pensar políticas de largo plazo para el sector	57
Bibliografía y fuentes consultadas	59

Presentación

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina. La misma está motorizada por Observatorio Petrolero Sur (Buenos Aires y Neuquén) y Taller Ecologista (Rosario).

Desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, abordamos fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta, teniendo en cuenta las políticas públicas, territorios y poblaciones implicadas en el largo plazo. De forma estratégica, hacemos foco en los ángulos económico-financieros y de justicia socioambiental, a través de los cuales buscamos exponer las implicancias negadas de la obstinación hidrocarburífera y proponer escenarios de transición energética y productiva.

Como herramientas comunicacionales hemos desarrollado en primer lugar los boletines mensuales de EJES, donde damos seguimiento a la degradación ambiental, grupos afectados, economía, gobierno y el caso particular de YPF-Chevron en Loma Campana. En segundo lugar, para profundizar líneas clave, elaboramos informes temáticos que nos permiten explorar, fundamentar y construir datos empíricos y nuevos abordajes conceptuales.

Es en este marco que presentamos el **“Informe económico sobre las transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina”** para aportar en la discusión y organización frente al avance de los hidrocarburos no convencionales. El objetivo inicial no fue otro que brindar elementos y números de una herramienta clave que está transitando toda la corta e intensa historia del nuevo paradigma en la Argentina.

Las transferencias como problemática global

Entendemos a las transferencias como el resultado de las presiones que se ejercen sobre la estructura de precios relativos para generar un movimiento favorable de los mismos en beneficio de una determinada rama de actividad o sector empresarial. En este sentido, consideramos dentro de este campo a políticas indirectas hasta las subvenciones directas otorgadas por el Estado a las compañías. La distinción no es menor ya que permite abrir el análisis e incorporar otras prácticas impulsadas o apoyadas por el sector hidrocarburífero; desde medidas devaluatorias, permitiendo alinear al sector con otros en función de intereses compartidos, hasta “costos no internalizados”, como los pasivos y otros daños ambientales no reparados.

Consideramos que esta discusión es clave y ha tenido poco desarrollo a nivel nacional. Porque una de las cuestiones centrales es entender al financiamiento de la industria como un esfuerzo que trasciende al sector privado, más allá de la estrategias publicitarias. En otras palabras, el proceso de consolidación, desarrollo y expansión de la industria está asentado sobre flujos públicos y del conjunto de la población.

Retomamos el caso de EE.UU. donde, según reportó Associated Press, el Departamento de Energía financió desde 1975, y por más de veinte años, el perfeccionamiento del paquete tecnológico del fracking (fractura hidráulica y perforación horizontal). Sin contar el aporte de los Estados subnacionales, para el gobierno federal significó una transferencia de 10 mil millones en exenciones impositivas entre 1980 y 2002, siendo un elemento clave la enorme reducción fiscal a la explotación de gas no convencional de 1980. Como destaca el documento, el fenómeno es parte de las transferencias y programas directos e indirectos de estímulo, por lo que habría que agregar, entre otras cuestiones, inversión en infraestructura, educación y otros gastos públicos para tener un panorama más preciso.

Por otro lado, si bien marcamos el ejemplo anterior, la transferencia pública inicial y regular hacia la industria no se limita a los EE.UU. Por ejemplo, en Canadá, segundo país

con mayor desarrollo de no convencionales a nivel global, la porción de subsidios sería mayor incluso. Y la misma tendencia se muestra en los casos de China y Argentina, donde el empuje estatal fue clave para lograr los primeros pasos de desarrollo. Vale recordar que estos cuatro países son los únicos que han logrado volúmenes comerciales de shale gas.

Y el fenómeno tampoco se reduce a los no convencionales sino que se extiende al conjunto de la industria fósil. En 2012, la organización norteamericana Oil Change International estimó en 10 mil millones de dólares de subsidios por año a nivel global. Más cercano en el tiempo, en 2015 el Fondo Monetario Internacional actualizó cálculos propios y expandió el abordaje para internalizar diversas externalidades, como daño en la salud, degradación ambiental local e impactos y costos del cambio climático. En 2015 estimó el monto transferido en 5,3 billones de dólares, el 6,5% del PBI global. El G20, del cual la Argentina es parte, se comprometió ese año a eliminar los subsidios ‘ineficientes’, pero hasta el momento poco ha pasado.

Un problema y una salida de carácter político

Para finalizar, el reconocimiento y evaluación de las transferencias como un problema estratégico varía según quién lo exprese. A nuestro entender, en primer lugar el problema es que aumenta los riesgos de encierro en el ámbito de influencia directa de la industria a mediano y largo plazo; esto es compromete por décadas a territorios, infraestructura y capital, muchas veces en forma de deuda. Segundo, captura fondos públicos y los transfiere hacia uno de los sectores más concentrados y ricos. En otras palabras, quita necesaria inversión pública en sectores críticos para el conjunto de la población, como educación y salud, o procesos de largo plazo, como el fomento directo de cambio de matriz productiva y/o energética. En tercer lugar, se subsidia además una de las industrias con mayor nivel de daño sanitario y contaminación ambiental, tanto a nivel local como climático. En esta línea, la transferencia es también por vía indirecta ya que en general es el Estado quien absorbe los mayores costos de adaptación climática y atención sanitaria. Ambos puntos agudizan la injusticia socioambiental, donde los mayores costos se focalizan sobre los sectores más vulnerables y empobrecidos, usualmente localizados en lugares de riesgo ambiental y vecinos a la industria. Por último, como se viene diciendo, los fondos públicos engrosan una industria que necesariamente debe tender a un achicamiento drástico si se desea mantener el clima planetario bajo cierta estabilidad. El esfuerzo de dejar los fósiles también implica redireccionar el accionar estatal.

El gasto público siempre está en el ojo de la tormenta. Lo que cambia, y se disputa, es su orientación y confección. Y ese factor es el que queremos explicitar cuando nos abocamos a este informe. En otras palabras, nuestra pretensión fue cuantificar y estimar los flujos y la radiografía institucional construida para estimular el desarrollo de Vaca Muerta y otras formaciones no convencionales. Un punto más de la larga batalla contra el escaso debate y visibilidad del tema, un hecho que claramente no es fortuito.

Introducción: la energía en la historia reciente

Todo momento histórico en materia socioeconómica, política y cultural presenta intrínsecamente una discusión en torno a qué energía se produce, para qué se produce energía, y cómo se distribuyen costos y beneficios de la estructura socio-económica y socio-ambiental de la matriz energética.

El inicio y la consolidación del gobierno neoliberal de la energía

Bajo el comando creciente del poder financiero, un elemento estructurante del sector energético que toma forma durante la era neoliberal es el desarrollo de la noción de la energía como una mercancía transable, tanto en el mercado interno como externo (Barrera M., 2014). De esta forma los recursos hidrocarburíferos son vistos como commodities, marginando la visión de la energía como recurso “estratégico y escaso”¹. Bajo esta premisa, las reformas apuntaron a tres nodos centrales buscando generar condiciones para el funcionamiento de un mercado privado de la energía: privatización y desmembramiento, aparición de empresas privadas y desregulación del sector.

De forma ineludible, la privatización de la energía comenzó con el objetivo marcado de dismantelar el monopolio energético de la empresa estatal YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales). Ya para fines de la década de los 90, en el marco de la profundización de la reforma neoliberal, se concretó la privatización de YPF. Para ello se sancionó la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado que

habilitó al Ejecutivo Nacional a intervenir y “normalizar” las empresas estatales, allanando el camino para su posterior privatización. El Decreto 2778/1990 transformó a YPF en una Sociedad Anónima bajo cotización conjunta en las bolsas de Nueva York (Wall Street) y de Buenos Aires. En 1992 se sancionó la Ley N° 24.145 que determinó la privatización de YPF (Barrera M., 2013). Por último, en el año 1999, en el contexto del agotamiento del ciclo de convertibilidad cambiaria y de un creciente problema de restricción externa por falta de divisas, se produjo la compra de casi la totalidad de YPF por parte de Repsol.

En paralelo, en el año 1992 se sancionó la Ley N° 24.076 que definió la privatización de Gas del Estado, la creación de ENARGAS y la segmentación del mercado de gas en tres sectores: extracción, transporte y distribución. Esta ley disminuyó la capacidad del Estado para intervenir en el sector dictaminando que: “[...] se desregularán los precios de gas en punto de ingreso al sistema de transporte y las transacciones de oferta y demanda gasífera serán libres [...]” (Ley 24.076 art. 83 párrafo 3).

A lo largo de estas décadas, la entrada de empresas privadas se produjo por dos canales principales. Uno fue utilizado por diferentes empresas de capital nacional que se desarrollaron como contratistas del Estado y que vieron la oportunidad de diversificar sus negocios (Barrera M., 2012). Este es el caso de Bridas, Tecpetrol, Pérez Companc y Pluspetrol. Se trató de empresas relativamente jóvenes que entraron en el negocio petrolero durante la última dictadura por medio de las denominadas “privatizaciones periféricas”². La segunda vía de ingreso fue aprovechada por empresas extranjeras, que adquirieron activos ya existentes sobre todo a partir de las reformas neoliberales de los ‘90. Este último

1. El carácter estratégico se encuentra dado por la afección a las generaciones futuras por las decisiones presentes de un recurso no renovable. Más aun teniendo en cuenta que cualquier tipo de transición a matrices energéticas de mayor sustentabilidad socio-ambiental debe realizarse por medio de recursos no renovables.

2. Consistieron en el otorgamiento de treinta y tres áreas de explotación de YPF a empresas privadas.

es el caso de, por ejemplo, British Petroleum (1999), Petrobras (2002) y SINOPEC (2010).

Los gobiernos neoliberales de los 90` entendieron al mercado de la energía como un mercado más. Bajo esta premisa, durante toda esta etapa se dio lugar a la convergencia del precio interno de los hidrocarburos con el precio internacional (Arelovich et al., 2015). Cabe resaltar que conjuntamente la paridad fija establecida en la llamada Ley de Convertibilidad (Ley N° 23.928) y la igualación de precios internos con externos, significó, en los hechos, la dolarización de los precios de los hidrocarburos. Por otra parte, al percibir a los hidrocarburos como un commodity, habilitaron la exportación tanto de petróleo crudo como de gas natural. Para esto dictaron los Decretos N° 1.212/89 y 1.589/89 que liberalizaron la compra-venta de hidrocarburos como así también su importación y exportación y la libre disponibilidad de divisas para las empresas exportadoras.

En el año 1999, en el contexto del agotamiento del ciclo de convertibilidad cambiaria y de un creciente problema de restricción externa por falta de divisas, se produjo la compra de YPF por parte de Repsol (para entender el proceso de privatización véase Kozulj R., 2002).

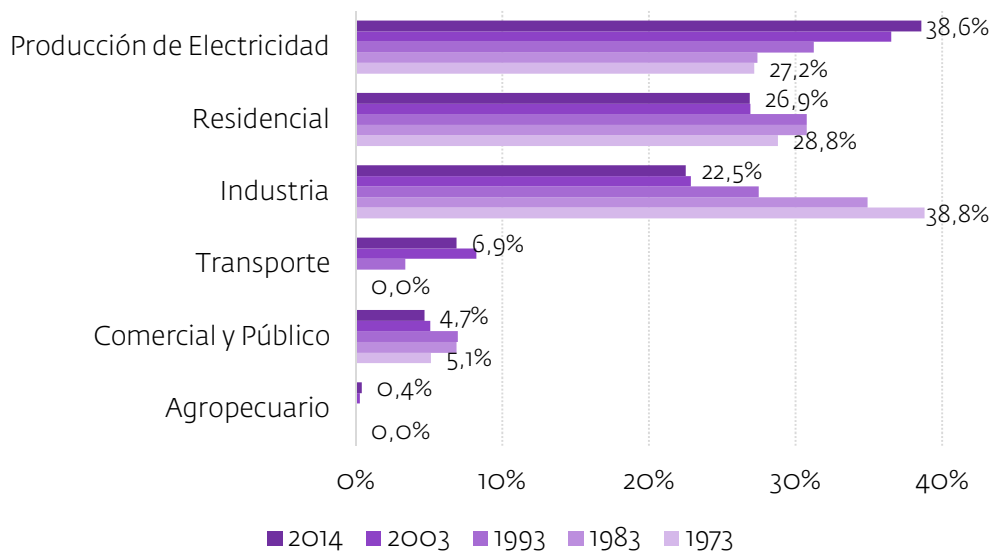
El fin de siglo se caracterizó por la profundización de las consecuencias de las políticas neoliberales que hicieron sentir sus efectos más perversos sobre la economía del país: desempleo, pobreza, desindustrialización, endeudamiento, etc. A nivel particular, el sector hidrocarburífero se encontró fuertemente concentrado en manos privadas y extranjeras, hecho inédito en la historia argentina. Los levantamientos del 19 y 20 de diciembre de 2001 clausuraron el ciclo político y económico asociado al régimen de convertibilidad. El 6 de enero de 2002 se sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario que terminó con la paridad fija del peso con el dólar.

La posconvertibilidad: intervención, estatización parcial de YPF y transferencias

En esta coyuntura el Estado definió intervenir de diversas formas sobre el sector hidrocarburífero para desvincular la evolución del precio interno de los hidrocarburos de las fluctuaciones de precios internacionales (Arelovich et al., 2015). En el caso del petróleo, determinó, por medio del Decreto N° 809/02, la instauración de derechos de exportaciones. El hecho provocó que, a partir del año 2002, el precio interno del petróleo permaneciera por debajo del internacional. En el caso del gas, su precio se pesificó y el Estado comenzó, por medio del Decreto 181/04, a intervenir en el mercado. La reforma habilitó al Gobierno Nacional a acordar con los productores en torno a la fijación del precio del gas en boca de pozo, segmentándolo según su destino.

A partir del año 2003 el rápido crecimiento económico trajo aparejado un gran salto en la demanda de energía eléctrica que implicó un aumento de la utilización del gas para la generación de electricidad (Véase **Gráfico N°1**).

Gráfico N°1: Matriz energética en Argentina: uso del Gas Natural por destino, 1973-2014



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

Entre las primeras estrategias, se viabilizó la sustitución de fuentes. Es así que, ante la falta de gas natural durante las épocas invernales, se utilizó fuel oil y gas oil (derivados del petróleo) para la generación de electricidad y para uso industrial, hecho que revirtió la pérdida de peso relativo del petróleo en tales segmentos (Véase **Gráfico N°2**).

Al mismo tiempo, se produjo un aumento constante de la utilización de centrales térmicas desde la década de 1980, fenómeno que se aceleró en la última década (Véase **Gráfico N°3**). Al observar el tipo de combustible utilizado en las centrales térmicas se visualiza el predominio del gas natural por encima de los demás (Véase **Gráfico N°4**). Nuevamente, a partir de los últimos años se reemplazó gas por combustibles líquidos para afrontar la demanda residencial en las épocas invernales.

En definitiva, por más que se sustituyera de forma parcial el gas no había otra fuente primaria que pudiera sostener el aumento de demanda registrado. La actitud rentista del principal jugador del sector (Repsol), con muy bajas tasas de inversión en contraste con

importantes remisiones de utilidades al exterior, determinó una importante caída de la producción interna a partir del año 2005 (Informe Mosconi, 2012). Aunque morigerado por la sustitución de fuentes, como veíamos antes, la importación del recurso para abastecer al mercado interno se profundizó y expandió de forma vertiginosa. (Véase **Gráfico N°5**).

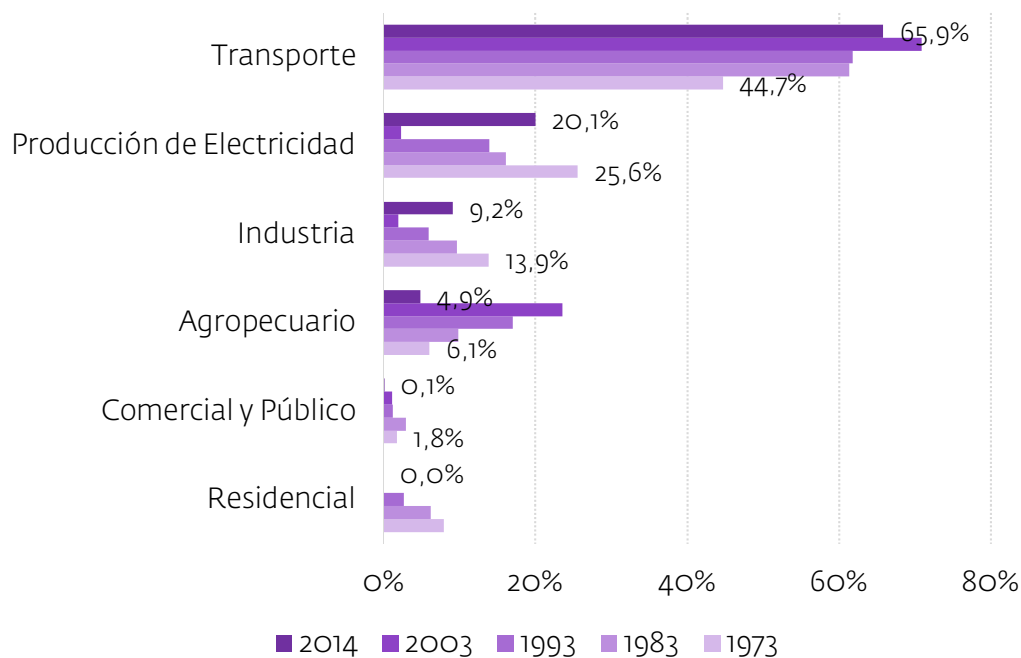
En un primer momento, la importación de gas natural y gas natural licuado fueron realizadas por medio de la empresa ENARSA (Energía Argentina S.A.)³. Para ello, se dictó el Decreto N° 2.067/08 que creó el “Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural” y que estuvo financiado con cargos a usuarios pero mayoritariamente con transferencias del Tesoro Nacional.

(Muras R. et al., 2015; Navajas F., 2015; Urbiztondo S., 2016).

Debido a que el precio de importación fue mayor al de los distintos segmentos del mercado interno de gas (véase **Gráfico N°6**), el Go-

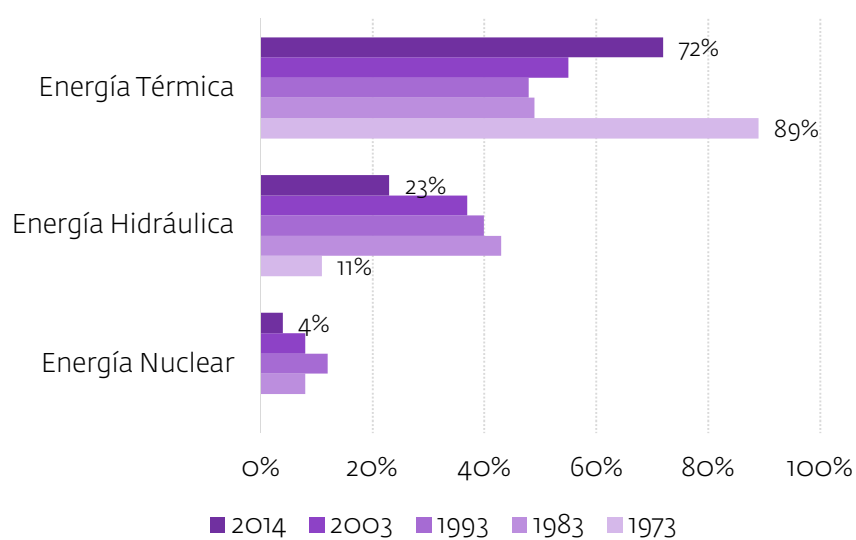
3. Empresa creada en el año 2004 y con control accionario absoluto por parte del Estado Nacional.

Gráfico N°2. Matriz energética en Argentina: uso del petróleo por destino, 1973-2014



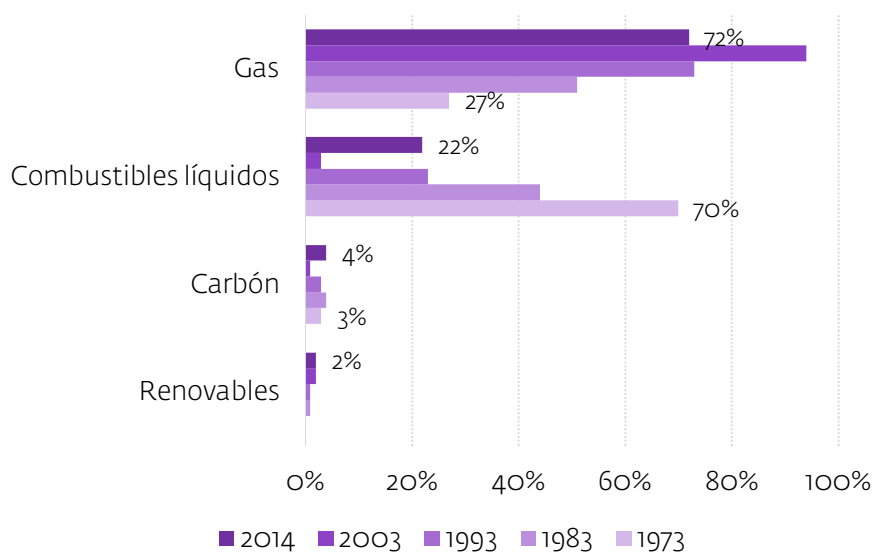
Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°3. Tipo de energía utilizada para producir electricidad en Argentina, 1973-2014



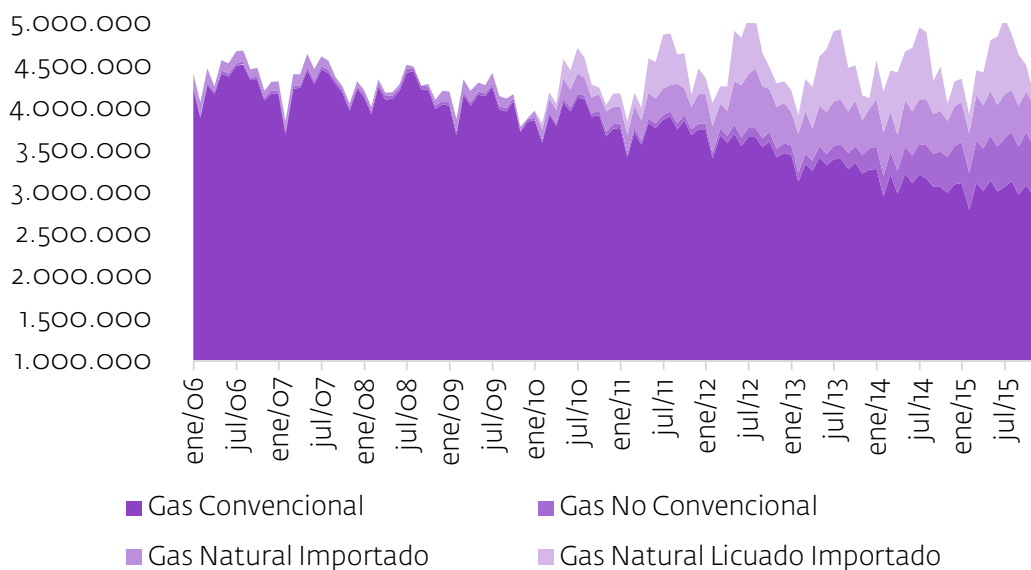
Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°4. Fuente de combustible y energía utilizada por las centrales térmicas en Argentina, 1973-2014



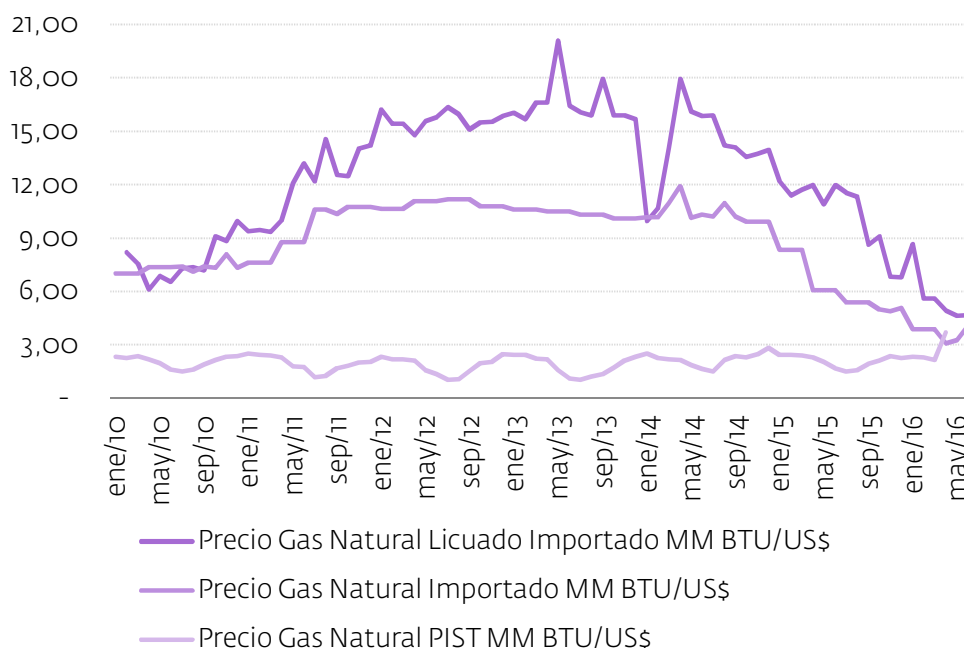
Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°5. Oferta de Gas en Argentina: Producción de Gas Natural por tipo de recurso, e importación de Gas Natural y Gas Natural Licuado, en Mm3 (2006-2015)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°6. Precios del gas en Argentina: Gas Natural PIST, Gas Natural Licuado importado y Gas Natural importado en U\$D por millón de BTU



Nota: Gas Natural PIST o Gas Natural doméstico en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

bierno Nacional propició por medio de diferentes programas (iniciados en 2008 y que se analizarán en los próximos apartados) estimular la producción interna con el fin de reducir los montos de importaciones.

Pero la estrategia de realizar transferencias y estímulos al sector para que aumente sus niveles de extracción no fue suficiente. Y es así que, a partir del año 2011, el balance comercial (exportaciones menos importaciones) del sector energético se tornó deficitario (Véase **Cuadro N°1**).

El creciente faltante de gas agudizó la elección entre los dos caminos posibles para aumentar la oferta: producir internamente o importar recursos. La segunda fue descartada porque no era una estrategia sustentable en un contexto de restricción externa por falta de divisas. En este contexto, en el año 2012, el gobierno nacional finalmente decidió obtener una herramienta propia para incrementar la oferta interna: la estatización del

51% de las acciones de YPF (Ley N° 26.741).

La estatización de YPF fue un hecho central para la economía argentina y para el sector energético en particular (Schorr M. et al., 2015). Sin embargo, al analizar el modo en que se llevó a cabo encontramos que, si bien representó una fuerte ruptura respecto del rol estatal definido por los gobiernos neoliberales, también presentó algunos puntos de continuidad (Pérez Roig D., 2016).

En primer lugar, la Ley N° 26.741 al mismo tiempo que en el art. 1 declara como prioritario el autoabastecimiento energético, establece en el art. 3 inciso h) como objetivo “la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos [...]”. Por otra parte, la ley deja dudas sobre el papel de YPF al plantear una dicotomía empresa estatal-empresa privada, ya que menciona que no le son “aplicables legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la admi-

Cuadro N°1. Balance Comercial del sector energético, y su comparación con el resto de las mercancías en millones de Dólares (1994-2015)

Año	Sector Energético					Saldo Energético (1)-(2)=(3)	Saldo Resto de Mercancías (4)	Déficit energético sobre resto de mercancías (3)/(4)
	Exportaciones	Importaciones			Total			
	Pet. Crudo	Total (1)	Gas Nat.	Gas Nat. Lic.	Total (2)			
1994	543	1.784	-	-	674	1.109	-5.248	
1995	1.147	2.313	-	-	873	1.441	917	
1996	2.314	3.266	93	-	922	2.344	-585	
1997	2.193	3.287	69	-	970	2.317	-4.439	
1998	1.391	2.444	62	-	853	1.591	-4.689	
1999	148	3.005	-	-	730	2.275	-3.070	
2000	2.329	4.902	-	-	1.035	3.867	-1.415	
2001	2.156	4.725	-	-	841	3.884	3.501	
2002	2.235	4.639	3	-	482	4.157	13.021	
2003	2.109	5.417	2	-	550	4.867	11.938	
2004	2.142	6.181	47	-	1.003	5.178	8.087	
2005	1.868	7.150	146	-	1.545	5.605	7.482	
2006	1.287	7.813	171	-	1.732	6.081	7.878	
2007	1.557	6.949	86	-	2.845	4.104	9.351	
2008	2.115	7.848	54	-	4.333	3.514	11.908	
2009	2.115	6.457	107	-	2.626	3.830	14.695	
2010	2.520	6.525	559	470	4.765	1.760	12.256	
2011	2.182	6.682	1.107	1.820	9.796	-3.115	15.327	-20,3%
2012	2.448	6.978	2.032	2.666	9.128	-2.150	17.090	-12,6%
2013	1.567	5.562	2.184	3.528	12.464	-6.902	11.572	-59,6%
2014	1.480	4.950	2.293	3.565	11.455	-6.505	12.483	-52,1%
2015	608	2.252	1.247	2.156	6.842	-4.590	4.202	-109,2%

Fuente: Elaboración propia con datos del INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos) y Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

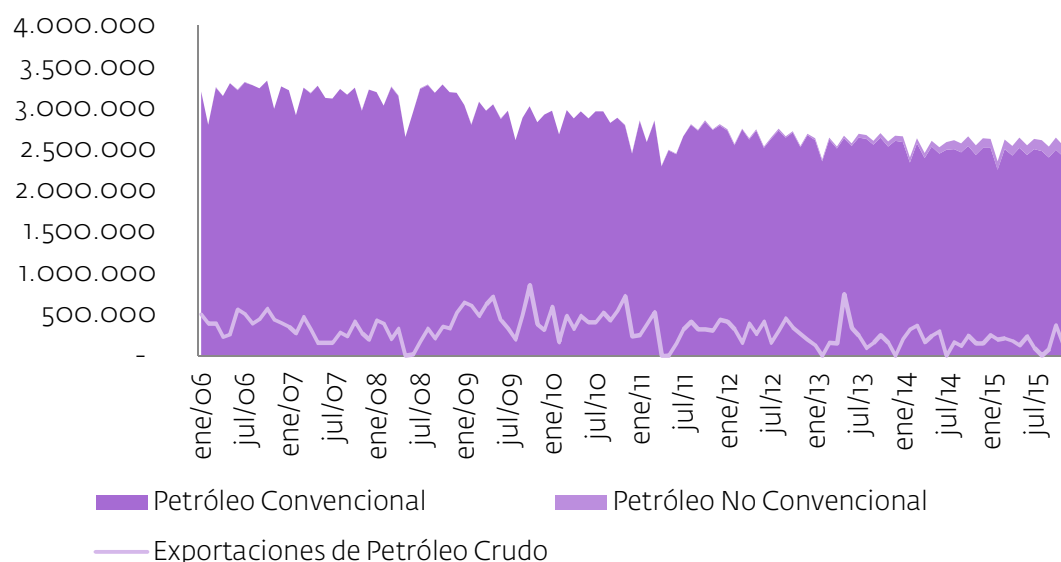
nistración, gestión y control de las empresas o entidades en las que el Estado nacional o los Estados provinciales tengan participación” (art. 15). A su vez prioriza los intereses financieros del 49% de los accionistas privados ya que, el artículo 16 inciso b), establece como objetivo de YPF “[...] preserva[r] los intereses de sus accionistas y genera[r] valor para ellos”. En esta misma línea, plantea entre las metas “la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales” (art. 3, inc. c). Fruto de este objetivo, entre otros proyectos, el 16 de julio de 2013 se firmó el “Acuerdo de Proyecto de Inversión” entre Chevron e YPF. La finalidad fue extraer en forma conjunta recursos no convencionales de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

Para cubrir el faltante interno, YPF concentró su trabajo sobre los recursos no con-

vencionales. A partir de allí, la caída de la producción de gas convencional está siendo reemplazada por producción de no convencional⁴, cuya extracción aumentó notablemente tras la nacionalización de YPF (ver en el **Gráfico N°5**). Como hito se puede mencionar que, a pesar de la caída del gas convencional, el gas total producido en Argentina aumentó en el año 2015 con respecto al año 2014. Esto se debe al mayor aumento de la producción de gas no convencional respecto a la caída del convencional. A diciembre de 2015 la producción de gas no convencional representó el 18,3% del total de gas producido en Argentina.

En lo que respecta a la oferta del petróleo, la producción del mismo comenzó a declinar a partir del año 1999. En menor medida que en el caso del gas, el petróleo no convencional⁵ viene reemplazando la caída de la producción de petróleo convencional (Véase **Gráfico N°7**) y, en el año 2015, permitió detener la caída de la producción total.

Gráfico N°7. Producción de Petróleo por tipo de recurso y su exportación en Argentina, en m³ (2006-2015)

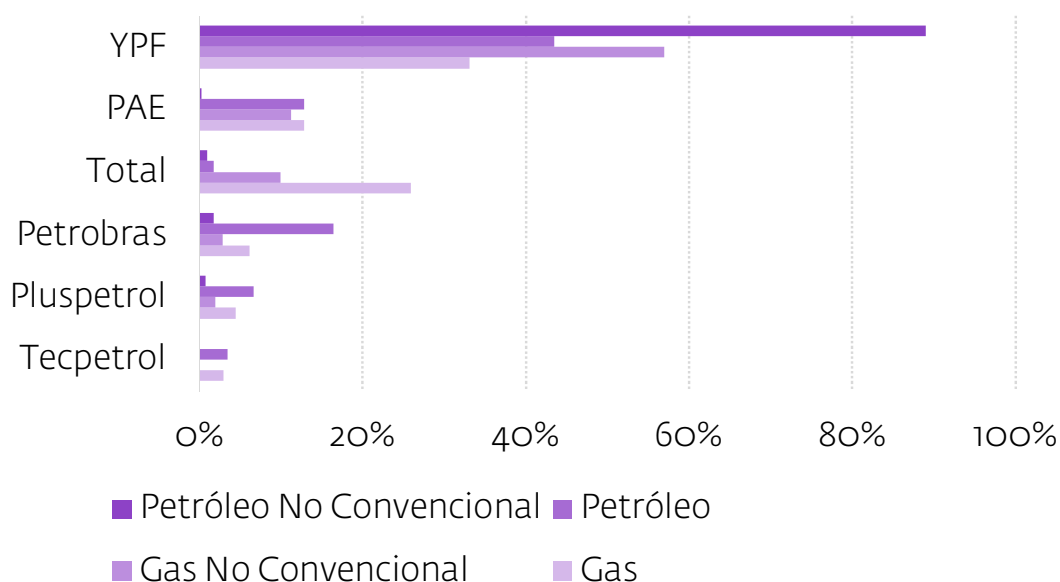


Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación

4. El gas no convencional se encuentra agrupado en recursos de formaciones tipo shale gas y tight gas, extraído por métodos de fracking o fractura hidráulica.

5. Agrupado en formaciones shale oil y tight oil extraídos por técnicas de fracking o fractura hidráulica.

Gráfico N°8. Concentración de la producción de hidrocarburos en Argentina por las principales empresas, año 2015



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

En este marco de caída de la producción con agudización de la restricción externa y el alcance limitado de YPF a un tercio del mercado, el Gobierno nacional continuó implementando los diversos programas que involucran transferencias crecientes hacia las petroleras con el fin de incentivar la extracción.

Estos programas tienen lugar en el marco de una estructura fuertemente concentrada de la matriz energética, en la cual la extracción de hidrocarburos es dominada por unas pocas empresas (Véase **Gráfico N°8**). En el caso del gas, en el año 2015, tres empresas (YPF, Total Austral y Pan American Energy) concentraron el 72% de la extracción. Para el caso del petróleo crudo las tres principales empresas (YPF, Petrobras, Pan American Energy) concentraron el 73% de la extracción. Para el conjunto de los recursos no convencionales, la empresa YPF domina ampliamente su producción.

Transferencias nacionales al sector hidrocarburo

En este informe analizaremos las transferencias de origen nacional que han beneficiado a las empresas petroleras y gasíferas en la Argentina desde el cuarto trimestre de 2008 hasta el segundo trimestre de 2016. Antes de analizar la información disponible, consideramos necesario detenernos en algunos aspectos conceptuales que ayudarán a comprender la importancia y pertinencia de este análisis.

¿Qué son y cómo podemos medir las transferencias?

Entendemos por transferencia a toda presión ejercida sobre la estructura de precios relativos, generando un movimiento favorable de los mismos para una determinada rama de actividad o sector empresarial. Toda transferencia es el resultado de un conjunto de actos gubernamentales, ya sean actos voluntarios o involuntarios, producto de decisiones unilaterales o consensuadas (Arelovich, 2010).

Así entendidas, las transferencias pueden abarcar desde los efectos de una política determinada respecto de los precios relativos de la economía (por ejemplo del tipo de cambio) sobre la estructura de precios del sector petrolero, hasta las subvenciones directas otorgadas por el Estado Nacional a las compañías del sector.

La necesidad de abarcar la dimensión real de los estímulos percibidos por el sector nos obliga a manejarnos con esta conceptualización amplia de las transferencias. Pretendemos, de este modo, incluir en nuestro análisis tanto aquellos estímulos sectoriales asociados a la determinación de los precios del sector que no implican una erogación directa de ningún organismo estatal (precios sostenidos de crudo y del gas en boca de pozo y derechos de exportación), como las subvenciones otorgadas por el Estado en el marco de un determinado

programa de estímulo, e inclusive, aquellas políticas económicas que, si bien no se fundamentan en un fomento de la actividad petrolera, definen el marco general de incentivos en el que esta actividad se desarrolla (como la política cambiaria).

De esta manera, una de las formas en que podemos abordar el estudio de las transferencias es a partir de diferenciarlas según la regulación que le da origen y define la dirección y el monto de estas transferencias. Con este criterio, podemos clasificar las transferencias nacionales al sector petrolero del siguiente modo:

T1 - Transferencias originadas en programas directos de estímulo sectoriales

Se trata de aquellos programas específicos dictados por los órganos competentes que implicaron una transferencia de recursos corrientes por parte del Estado Nacional, o bien, una reducción en los montos percibidos por el ente recaudador.

T2 - Transferencias originadas en la regulación del precio interno del petróleo y el gas.

En el período estudiado, los precios del petróleo y el gas se encuentran regulados por un complejo proceso de negociación entre los actores involucrados. Al mismo tiempo, en una parte importante del período analizado los precios internos percibidos por las compañías del sector han estado por encima de los precios internacionales. En este tipo de transferencias resulta compleja tanto su cuantificación como la identificación del origen financiero de los montos transferidos.

T3 - Transferencias originadas en la determinación de los derechos de exportación.

El cobro de derechos de exportación a las compañías exportadoras de crudo permite distribuir la renta petrolera entre las empresas y el Estado. Un cambio de regulación en esta materia genera una transferencia de ingresos desde una a otra de las partes involucradas

T4 - Transferencias originadas en la política cambiaria y en los cambios de cotización de la divisa.

Asociado a los tipos de transferencia T2 y T3, aparece un elemento que suma complejidad al análisis. Se trata de la relación entre estos precios y el tipo de cambio entre la moneda local y el dólar estadounidense. La estructura de costos de las compañías del sector comprende elementos valuados en dólares y otros valuados en la moneda local y, por lo tanto, la rentabilidad de las compañías no es neutral ante modificaciones del valor relativo de las monedas.

T5 - Otros estímulos generales que empresas del sector han aprovechado.

En algunos casos, compañías de diversos sectores se ven beneficiadas por políticas de estímulo general a las actividades económicas. Ejemplo de esto son líneas de crédito subsidiado o beneficios asociados a una determinada región económica, independientemente de las actividades que realicen los beneficiarios, etc.

No todas las transferencias son igualmente mensurables y, en algunos casos, resulta complejo establecer cuál o cuáles son los sujetos que cubren la contrapartida económica del monto transferido. A continuación analizaremos por separado estos dos aspectos para cada tipo de transferencia.

Las posibilidades de medición en el caso del primer tipo de transferencia (T1) dependen de la calidad de la información pública disponible y de los mecanismos elegidos por las empresas para presentar la información contable en los balances. Combinando estas dos fuentes de información e incorporando estimaciones a partir del texto de regulación de los diferentes estímulos es posible aproximarse a cuantificaciones bastante certeras.

En el caso de las T2 la medición resulta un proceso más complejo. La principal dificultad consiste en la necesidad de asumir la existencia de un precio de mercado teórico libre de intervención estatal. Se podría asociar la existencia de ese precio al precio internacional de los bienes analizados, pero esto no tendría en cuenta las particularidades de la producción nacional en cuanto a especificidades de la producción y costos internos.

La dificultad en la medición de las transferencias tipo T3 reside en la vinculación de este tipo con el punto analizado anteriormente y con el tipo de transferencia que ana-

lizaremos a continuación. Los precios, el tipo de cambio y el nivel de los derechos de exportación actúan en forma conjunta determinando los niveles efectivos de precios a los que se enfrentan las empresas del sector.

Las transferencias tipo T4, originadas en un cambio en la estructura de los precios relativos de la economía, tampoco pueden medirse con facilidad. La principal dificultad en este caso reside en el desconocimiento de la estructura de costos de las compañías petroleras.

En el caso de las T5 la posibilidad de medición dependerá del tipo de estímulo al que el sector haya accedido.

Respecto del financiamiento de las transferencias, en el caso T1, la redacción del texto de la norma correspondiente determina el organismo estatal que realiza esa transferencia, ya sea que se trate de una erogación presupuestaria, o bien de una reducción de los ingresos percibidos por el fisco (gasto tributario). Del mismo modo, en el caso de las T3, el Estado es quien deja de percibir los ingresos por derechos de exportación en el caso de una reducción de la tasa de los mismos.

Para los casos T2 y T4 la modificación del precio interno en moneda local del petróleo y el gas genera una modificación en los costos relativos de la economía. En el caso que se produzca un incremento en los precios de la energía, el gas o los combustibles, el monto de la transferencia es asumido por los consumidores. En segunda instancia, el Estado puede cubrir el aumento de estos precios mediante transferencias hacia otro sector de la economía (transporte, generación eléctrica, etc.).

Nuevamente, el caso T5, dependerá del tipo específico de estímulo alcanzado.

Para cerrar esta sección, aclaramos nuevamente que este informe presenta un análisis de las transferencias de origen nacional. Hay otra serie de estímulos otorgados regionalmente por organismos subnacionales (provincias y municipios) que no serán tenidos en cuenta. Los mismos pueden analizarse de forma similar a la presentada.

Transferencias originadas en programas directos de estímulo sectoriales (T1)

En el contexto local e internacional ya planteado, la política pública nacional hidrocarburífera se orientó originalmente al diseño de un sistema de incentivos destinado a revertir la caída de la producción del sector, tanto en petróleo como en gas. El mecanismo elegido a partir del año 2008 fue el de la elaboración de un conjunto de estímulos sectoriales específicos que permitieran un mayor ingreso para las compañías petroleras que incrementen sus niveles de producción y sus actividades de exploración. La lectura implícita detrás de esta estrategia era que las empresas no realizaban inversiones porque los precios del crudo habían caído por debajo de un nivel crítico de rentabilidad.

Como se puede observar en el cuadro, algunos de los programas van complementando a otros y se van reemplazando parcial o totalmente según las cambiantes condiciones externas de precios y la evolución de los derechos de exportación. En las próximas páginas, cuando se describan los aspectos más relevantes de cada uno de estos programas, este aspecto se podrá observar con mayor detalle.

En conjunto, estos programas implicaron una transferencia de recursos de 85.831 millones de pesos entre el cuarto trimestre de 2008 y el segundo trimestre de 2016. Expresados esos montos en dólares, que es la moneda en la que se cuantifican las variables del sector hidrocarburífero, las transferencias del período originadas en este conjunto de estímulos sectoriales, alcanzaron los U\$D 12.316 millones (cifra equivalente al 1,5% del total de gastos del período).

Por otro lado, para las empresas estas transferencias representaron aproximadamente un 10% de sus ingresos por venta de hidrocarburos. Un número no menor si tenemos en cuenta otras variables del sec-

tor. Según los balances contables de las empresas analizadas, el costo salarial es aproximadamente del 10% de sus ingresos brutos. Podríamos decir, entonces, que sólo este tipo de transferencias estatales alcanzaron para cubrir la totalidad de este costo.

Otra forma de destacar la implicancia de estos montos sobre los ingresos de las empresas es considerar que estas transferencias se traducen en un incremento implícito en el precio efectivo percibido por la venta de su producción de gas y/o petróleo. En el caso del petróleo, estos programas implicaron que las empresas vendieron su producción a un precio que se ubicó un 5% por encima del fijado internamente⁶. En el caso del gas, las transferencias “inflaron” los precios alrededor de un 40%.

Por último, es importante destacar que el monto de este tipo de transferencias fue creciendo año tras año desde la implementación del primero de los programas analizados hasta el año 2015. En 2016, analizado con información de la primera mitad del año, se observa una caída en los montos otorgados a las compañías del sector por este tipo de estímulo. Este último aspecto responde a un cambio importante en la política económica que se analizará más adelante.

6. Más adelante se verá el caso del “barril criollo”, política sectorial que implicó el reconocimiento de un precio sensiblemente mayor al internacional para la producción interna de crudo.

Cuadro N° 2. Estímulos sectoriales por fecha (2008-2016)

Gas Plus (03/2008)

Establece un precio mayor para el gas obtenido de nuevos descubrimientos, en formaciones "tight gas" o el extraído mediante inversiones de alto costo (en pozos agotados).

Petróleo Plus (11/2008)

Entrega de certificados de crédito fiscal (utilizables para pago de retenciones) a empresas que incrementen producción sin caída de reservas.

Compensación económica a las empresas que realicen exportaciones de petróleo crudo (06/2012)

Entrega de certificados equivalentes a U\$D 28 por barril exportado a empresas con producción diaria en 2011 superior a 1.300 m3 en reemplazo del Petróleo Plus para el año 2012.

Estímulo a la inyección excedente de gas natural (02/2013)

El volumen adicional de gas inyectado se reconoce a un precio de U\$D 7,5/mmBTU (en 2014 y 2015 los precios medios fueron de 2,75 y 2,84 respectivamente).

Fondo Argentino de Hidrocarburos (04/2013)

Fondo fiduciario creado con el fin de otorgar créditos a empresas en las que el Estado nacional tenga participación accionaria y/o ejercicio de los derechos económicos y políticos (YPF).

Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos (07/2013)

Sobre el 25% de lo extraído, libre disponibilidad de divisas y derechos de exportación del 0% para las empresas que suscriban grandes inversiones.

Programa de estímulo a la inyección reducida de gas natural (11/2013)

Extiende los beneficios del programa de inyección excedente a aquellas empresas con una producción inferior a los 3.500.000 m³ por día.

Estímulo a la producción de petróleo crudo (02/2015)

Se premia el aumento de producción (U\$D 3 extras por barril), la exportación (U\$D 2) y el aumento de la exportación (U\$D 3).

Estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente (03/2016)

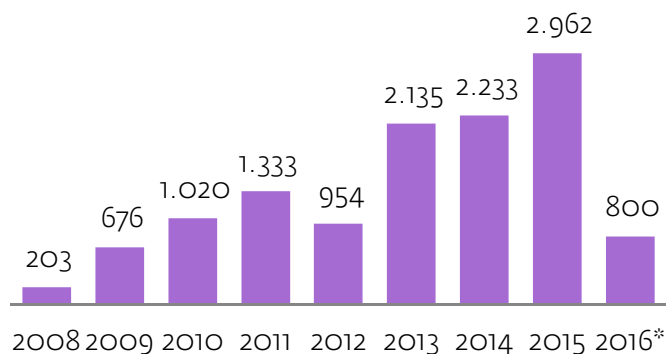
Si el Brent está por debajo de U\$D 47,5 se compensa la exportación de Escalante del Golfo de San Jorge con U\$D 7,5 por barril.

Programa de estímulo a los nuevos proyectos de gas natural (05/2016)

A aquellas empresas que programan comenzar a producir gas se les reconoce un precio por toda su producción de U\$D 7,5/mmBTU. Únicamente se aplica el presente programa a aquellos proyectos de producción de shale gas y tight gas.

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N°9. Transferencias anuales por los programas de estímulo sectoriales (tipo T1), en millones de dólares.



* Año 2016 hasta el 30 de junio. Fuente: Elaboración propia.

Criterios metodológicos

Los datos presentados en esta sección fueron contruidos mediante una estrategia de triangulación entre tres tipos diferentes de fuentes de información.

Por un lado contamos con la información provista por la Oficina Nacional del Presupuesto del Ministerio de Economía. Allí es posible obtener testimonio de los gastos presupuestados por el gobierno nacional respecto de algunos programas y también observar lo efectivamente gastado por el Estado en estos programas mediante el análisis de las cuentas de inversión de cada año.

En segundo lugar, contamos con la información disponible de los balances contables de algunas de las empresas más importantes del sector. Esta fuente permitió obtener datos precisos sobre algunos mecanismos específicos de diferentes estímulos.

Por último, el Ministerio de Energía y Minería presenta periódicamente información sobre producción, precios y reservas declaradas de gas y petróleo de cada una de las empresas del sector. Con estos datos y con la redacción de los decretos reglamentarios de los estímulos analizados, es posible, en algunos casos, realizar estimaciones certeras de los montos devengados a favor de las empresas beneficiarias.

-21-

Cuadro N°3. Fuentes de información por estímulo.

Programa	Presup. o Cta de Inv.	Balances	Estimación propia
1 - Gas Plus	No	Parcial	Sí
2- Petróleo Plus	Parcial	Parcial	Sí
3- Compensaciones a la exportación	No	Parcial	Sí
4 - Inyección excedente e inyección reducida de gas natural	Sí	Parcial	No
5 - Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos	No	No	No
6 - Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo	Parcial	Parcial	Sí
7 - Estímulo a la exportación de petróleo crudo	No	No	Sí
8 - Fondo Argentino de Hidrocarburos	Sí	Parcial	No

Los datos provenientes de las cuentas de inversión, aquellos que surgen de la información contable de las empresas, y las estimaciones realizadas a partir de la reglamentación de los estímulos individualmente presentan importantes limitaciones, pero tomados en conjunto ofrecen un panorama cierto sobre la relevancia económica de los estímulos analizados.

A continuación, exponemos un cuadro resumen que detalla para cada estímulo, el tipo de información con el que se contó.

1. Programa Gas Plus

Período de vigencia

Desde el 03/2008 hasta la actualidad.

Norma creadora del programa

Resolución N° 24/2008 de la Sec. de Energía.

Instrumentación del estímulo

Determinación de un precio superior para la producción estimulada respecto del precio fijado para los distintos segmentos del mercado según las resoluciones pertinentes.

Cantidad estimulada

En el año 2015, según nuestra estimación, se reconoció como “Gas Plus” al 15,1% de la producción nacional de gas.

Descripción del programa

El programa posee como objetivo aumentar la producción de gas natural. Para ello las empresas beneficiarias podrán inyectar gas al mercado a un precio mayor al vigente.

El programa se instrumenta en base a proyectos, áreas y/o yacimientos promovidos que cumplan ciertos requisitos. Entre estos, se encuentran los (a) proyectos en yacimientos “tight gas”, (b) proyectos con descubrimiento de gas, o (c) proyectos de reactivación de yacimientos actualmente no productivos. Por medio de las resoluciones 1031/2008 y 695/2009 de la Secretaría de Energía, los requisitos se flexibilizaron con el objetivo de incrementar el número de proyectos incluidos.

El programa se propuso garantizar la disponibilidad de mayores volúmenes de gas

al asegurar a las empresas un precio que les permita percibir una “ganancia razonable”. El nivel es determinado para cada empresa a través de un análisis de costos (flujos de caja) entregados a la Secretaría de Energía. Esta última le suma a tales costos una tasa de rentabilidad, siempre inferior al 15%, dando como resultado el precio al cual se inyectará gas natural. De esta manera, los precios al cual fue vendida la producción de gas considerada Gas Plus fueron variables y se ubicaron entre los U\$D 4 MMBTU y los U\$D 7 MMBTU, dependiendo del proyecto.

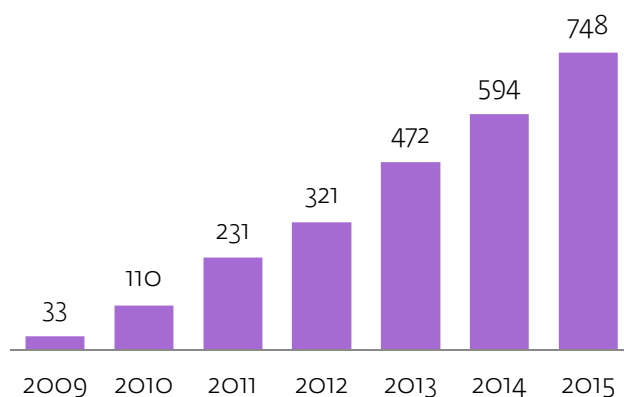
Ante la dificultad generada por la necesidad de vender un producto a un precio superior al de mercado, el gobierno debió buscar una forma de viabilizar la venta de gas plus. Como el sector industrial se mostró reticente a adquirir gas a un precio superior, tal rol fue sustituido por la empresa CAMMESA para la producción de energía eléctrica. Esta última adquirió entre el 60% y el 70% de la producción abarcada en el programa. En un principio, la Secretaría de Energía autorizó a CAMMESA a adquirir el gas a un precio de U\$D 4,1 MMBTU, pero luego fue subiendo. En el año 2012, por medio de la Nota 3456 de la Secretaría de Energía, se autorizó a CAMMESA la adquisición de gas plus a un precio de U\$D 5,2 MMBTU.

Erogación total del programa

Cálculo propio

La aprobación de los proyectos “gas plus” por parte de la Secretaría de Energía son publicados periódicamente en el Boletín Oficial. Allí se menciona el nombre del proyecto y el yacimiento donde está ubicado. Por otra parte, en la Secretaría de Energía se puede hallar información respecto de la producción de cada pozo, área y yacimiento del país. Con estos datos es posible calcular la producción que cayó dentro del marco determinado por la regulación del programa y luego, estimar las transferencias que beneficiaron a las empresas por la diferencia entre el precio regulado por el programa y el precio de mercado.

Así, pudimos determinar que las transferencias de este programa ascendieron a los 2.510 millones de dólares entre los años 2008 y 2015. Al mismo tiempo, y tal como se

Gráfico N°10. Transferencias anuales por programa Gas Plus. En millones de dólares

Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Boletines Oficiales y Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación

observa en el gráfico siguiente, las transferencias son crecientes año a año. Esto es consecuencia de la aprobación de nuevos proyectos entre un período y el siguiente.

Balance contable de las empresas

Las empresas suelen describir en sus balances algunos datos respecto a distintos proyectos aprobados en el marco de este programa. Sin embargo, debido a la forma de instrumentación del estímulo, en los balances contables los ingresos por “gas plus” son tratados en forma agregada con los ingresos de todo tipo que tiene cada empresa. Así, las transferencias se encuentran incorporadas al rubro “Ventas” de la cuenta de resultado y no es posible determinar la proporción de las mismas.

Cuenta de inversión y presupuesto

El programa no significa una transferencia directa por parte del Estado por lo tanto no se encuentra disponible en el presupuesto. El gasto estatal asociado a este programa se encuentra vinculado a las compras realizadas por CAMMESA.

Principales beneficiarios

Entre las empresas que concentran las mayores transferencias se destacan aquellas grandes extractoras de gas natural (Pluspetrol, PAE, YPF, Total Austral y Petrobras) que, en su conjunto, concentran el 82% de las transferencias del programa.

Cuadro N°4. Ganancias por diferencial de precio entre Gas Plus y el precio de mercado entre los años 2009 y 2015, en millones de U\$D

Empresa	U\$D	%
Pluspetrol	623	24,8%
PAE	613	24,4%
YPF	352	14,0%
Total Austral	249	9,9%
PETROBRAS	237	9,5%
Roch	178	7,1%
Capex	69	2,8%
SINOPEC	68	2,7%
Apache	48	1,9%
Tecpetrol	40	1,6%
Entre Lomas	11	0,5%
Arpetrol	8,6	0,3%
CGC	5,5	0,2%
Gas y Petróleo del Neuquén	4,4	0,2%
Medanito	2,8	0,1%
Pampa	0,8	0,0%
TOTAL	2.510	100%

Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

2. Petróleo Plus

Período de vigencia

Desde el cuarto trimestre de 2008 hasta el tercer trimestre de 2014 inclusive.

Norma creadora del programa

Decreto N° 2014/2008 del Poder Ejecutivo Nacional – Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Instrumentación del estímulo

Emisión de certificados de crédito fiscal transferibles aplicables al pago de derechos de exportación.

Cantidad estimulada

Producción estimulada:

254.736.900 barriles.

Exportación estimulada:

98.120.880 barriles.

Descripción del programa

El objetivo explícito del programa fue avanzar hacia el autoabastecimiento energético en un contexto en el que coincidía un fuerte crecimiento de la actividad económica con un importante estancamiento en la producción de hidrocarburos.

El programa consistió en estimular la producción y la exportación de petróleo crudo otorgando un estímulo económico a las compañías a través de la emisión de certificados de crédito fiscal aplicables al pago de derechos de exportación. Aquellas empresas que no realizaban exportaciones podían transferir (vender) estos certificados a otras empresas que sí exportaban.

Las condiciones para acceder a este beneficio no sólo exigían un incremento de los niveles de producción respecto de lo producido en el período base (primer semestre de 2008), sino que también dicho incremento se produzca sin una caída sensible de las reservas declaradas por cada compañía. De este modo, el estímulo también iba dirigido a las actividades de exploración.

La implementación de este incentivo se llevó a cabo mediante un esquema que conjugaba tres tipos diferentes de estímulos: estímulos a la producción (que premiaba la producción adicional respecto del período

base), estímulo a las reservas (que premiaba el crecimiento de las mismas) y estímulo a la exportación.

Los beneficios se definían trimestralmente y su nivel dependía de diversos factores: la diferencia entre la producción efectiva y la producción del período base, el nivel de reposición de reservas, el nivel del precio internacional del barril y el monto promedio del derecho de exportación de petróleo crudo.

No todas las compañías accedieron a los beneficios de este programa, y algunas compañías accedieron de forma intermitente.

En febrero de 2012 la Secretaría de Energía, en una coyuntura de crecimiento de precios del barril suspendió temporalmente el otorgamiento de subsidios en el marco de este programa a aquellas empresas cuya producción diaria de petróleo haya sido en el año anterior superior a los 1.300 m³/día.

Sin embargo, en junio del mismo año se establece el programa “incentivo a la exportación de petróleo” que compensó con U\$D 28 por barril exportado (en certificados de crédito fiscal aplicables al pago de retenciones) a las empresas que habían quedado fuera del incentivo. Dicho programa se aplicó en forma retroactiva al 2 de febrero de 2012, fecha de la suspensión de Petróleo Plus. El objetivo fue garantizar a los productores la obtención de similares niveles de rentabilidad en el mercado doméstico e internacional. Finalmente, en el año 2013 se volvieron a homogeneizar los estímulos eliminando este último incentivo y restableciendo Petróleo Plus para todas las empresas.

Posteriormente, ante la caída del precio internacional, el esquema de retenciones móviles a la exportación de hidrocarburos condujo a que los derechos de exportación caigan al 1% del valor exportado. Por este motivo, la entrega de certificados de crédito fiscal perdió su capacidad de estimular la producción. En el año 2015 se decreta la finalización del programa.

En todo este período, el Estado Nacional fue ejecutando parcialmente estos subsidios, generando un pasivo con las empresas beneficiarias que fue cubierto en parte con la emisión de títulos públicos al momento en que se da de baja el programa por un monto de 784 millones de dólares. A pesar

de esta emisión, en el año 2016 seguía existiendo una importante deuda valuada en torno a los 700 millones de dólares por la consultora Gaffney, Cline y Associates, compañía llamada para mediar en el conflicto entre el Ministerio de Energía y Minería y las empresas del sector. Dicha deuda sería saldada mediante una nueva emisión de títulos públicos.

Erogación total del programa

Cálculo Propio

Según cálculos propios el monto total de dinero que devengó el programa fue de U\$D 3.323 millones repartándose de la siguiente manera:

Estímulo Producción:

U\$D 1.114 millones.

Estímulo Reservas:

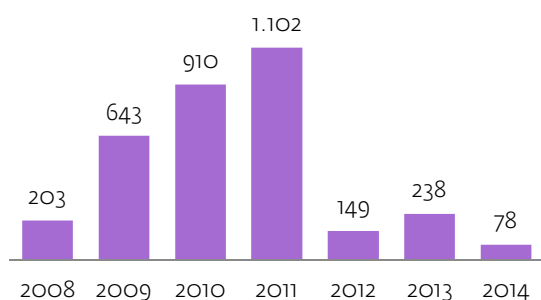
U\$D 799 millones.

Estímulo Exportación:

U\$D 1.410 millones.

A su vez, al observar la evolución de estas erogaciones durante el período que duró el programa, se detecta la importancia particular de los años 2009, 2010 y 2011, que en conjunto explican el 80% de los montos otorgados.

Gráfico N°11. Transferencias anuales por programa Petróleo Plus. En millones de dólares



Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía. Presidencia de la Nación.

Balances contables de las empresas

Por diversos motivos no es posible establecer el monto del programa a partir de la información brindada por las empresas. En primer lugar, no se cuenta con la totalidad de los balances contables de las empresas del

sector. Por otra parte, algunas empresas no declaran en su balance el monto de los subsidios percibidos, sino que los mismos, según sea el caso, se incluyen dentro de los valores de “ingresos por venta” o ya descontados de las obligaciones impositivas. Por último, los balances siguen un criterio de caja para el registro de estos estímulos, lo que implica que sólo se considera lo que efectivamente el Estado abonó, sin considerar el retraso en las erogaciones del mismo. No obstante, los balances brindaron información valiosa sobre este estímulo que será destacada en la próxima sección.

Cuenta de inversión y presupuesto

No se presentan suficientemente desagregados los gastos tributarios (los ingresos que el fisco deja de percibir por las distintas subvenciones otorgadas) en los presupuestos ni en la cuenta de inversión por lo que no puede hallarse información cierta sobre este programa.

Principales beneficiarios

Este estímulo benefició en forma casi exclusiva a la empresa Pan American Energy LLC (PAE), quien se quedó con el 58,9% del total de beneficios otorgados. Las otras empresas que resultaron importantes beneficiarias de este subsidio fueron YPF (12,9%) y SINOPEC (12,7%).

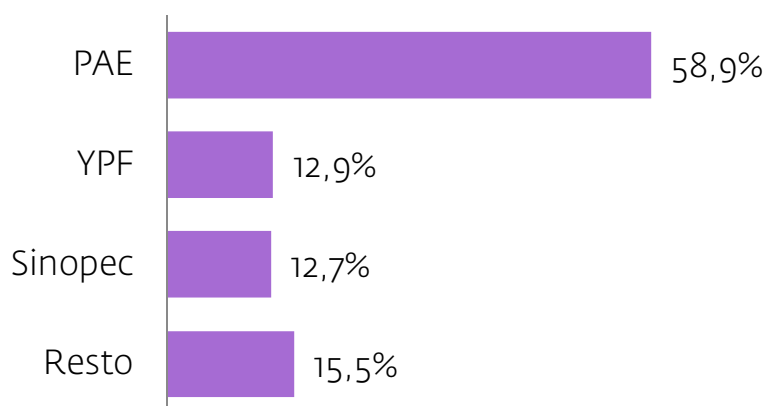
La información hallada en balances contables consultados es consistente con lo aquí presentado respecto de la distribución de este estímulo entre diferentes compañías. Según los balances de PAE de los años 2008 a 2015 la empresa percibió alrededor de U\$D 1.815 millones de estímulo. Respecto de la incidencia del mismo sobre la actividad de la empresa, la compañía declara que durante los años 2010 y 2011 pudo pagar el 43% de las retenciones de exportación mediante los certificados de crédito fiscal obtenidos.

Cuadro N°5. Transferencias del Programa Petróleo Plus. 2008 a 2014, en millones de U\$D.

	Total				Participación por empresa
	Estímulo			Total	
	Prod.	Res.	Expo.		
PAE	582	74	1.300	1.956	58,9%
YPF	60	368	0	428	12,9%
Sinopec	180	137	105	423	12,7%
Petr Com. Riv.	87	28	-	115	3,4%
Chañares	9	105	-	114	3,4%
ENAP Sipetrol	53	12	-	65	2,0%
Am. Petrogás	43	16	-	60	1,8%
Medanito	36	21	-	57	1,7%
Roch	31	16	-	47	1,4%
Petroandina	19	13	-	32	1,0%
Enarsa	10	2	-	12	0,4%
CGC	2	1	4	7	0,2%
Pluspetrol	2	3	-	6	0,2%
Total Austral	-	3	-	3	0,1%
TOTAL	1.114	799	1.410	3.323	100%

Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía. Presidencia de la Nación.

Gráfico N°12. Distribución del estímulo por empresa. Año 2008 a 2014.



Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía. Presidencia de la Nación.

3. Compensación económica a las empresas que realicen exportaciones de petróleo crudo

Período de vigencia

Desde 03/02/2012 hasta 31/12/2012.

Norma creadora del programa

Resolución N° 438/2012 de la Sec. de Energía.

Instrumentación del estímulo

Emisión de certificados de crédito fiscal transferibles aplicables al pago de derechos de exportación.

Cantidad estimulada

Exportación compensada:
17.278.711 barriles.

Descripción del programa

El programa consistió en otorgar U\$D 28 al barril exportado de petróleo crudo a través de la entrega de un certificado de crédito fiscal por dicho valor a utilizar para el pago de derechos de exportación. Además de exportar, para recibir la compensación la empresa debía cumplir con la condición de tener producción adicional, esto es, haber incrementado la producción en el mes en que se realizó la exportación con respecto al período base. Tal incremento debía estar acompañado por el mantenimiento de las reservas de petróleo. En caso de que la mayor producción se haya obtenido a costa de la disminución de las reservas, las empresas quedarían excluidas.

El programa fue una respuesta a la decisión tomada por la Secretaría de Energía en febrero de 2012 de dejar afuera de “petróleo plus” a aquellas empresas con un nivel de producción diaria superior a los 1.300m³/día. La decisión obedeció al cambio de la coyuntura que había motivado la creación de “petróleo plus” en el año 2008 al pasar de un escenario de precios internacionales bajos a uno de precios altos. Se entendió que el incentivo fiscal que se otorgó a través de “petróleo plus” para apoyar la actividad debió ser mantenido solamente para aquellas empresas de menor tamaño. Sin embargo, coexistían ingresos marcada-

mente diferentes entre el obtenido por el barril comercializado internamente y el exportado ya que a este último correspondía aplicarle el pago de derechos de exportación. Con el propósito de emparejar los dos ingresos, se creó el programa de compensación.

El programa se implementó en junio con efecto retroactivo a febrero del año 2012 y no solo incluyó a aquellas empresas que habían quedado afuera de “petróleo plus”, sino también a las que, aún dentro de este programa, realizaran exportaciones de manera ocasional. El programa funcionó hasta diciembre de 2012. A partir de 2013 se habilitó a que se reincorporen a “petróleo plus” todas las empresas.

Erogación total del programa

Cálculo propio

Según cálculos propios el monto total de dinero que devengó el programa fue de U\$D 484 millones.

Balances contables de las empresas

No se puede conocer el monto total transferido por el programa ya que no se tuvo acceso al balance de todas las empresas y, de los balances de aquellas empresas que si fueron consultados, en ninguno se detalla el ingreso percibido por el programa.

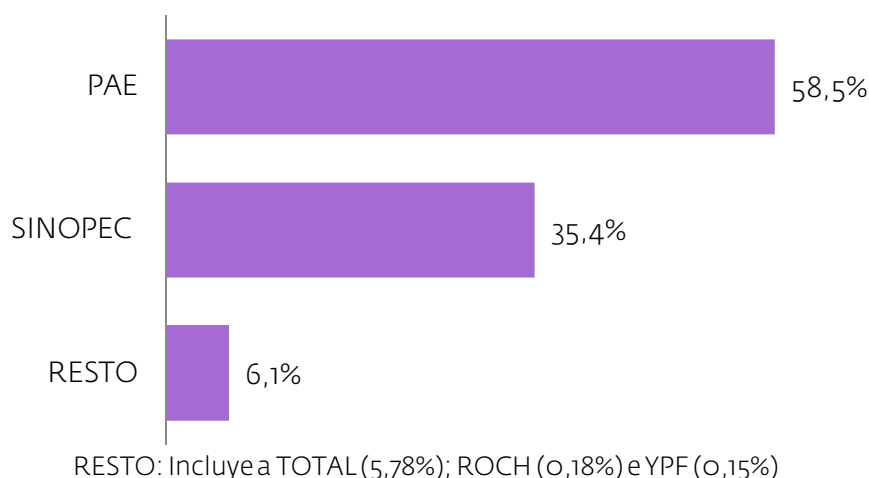
Cuenta de Inversión y presupuesto

No se presenta información suficientemente desagregada la partida referida a subsidios a la energía de manera tal que se pueda conocer el dato.

Principales beneficiarios

Según cálculos propios los principales beneficiarios fueron las dos empresas que más exportaron en el año 2012, Pan American Energy LLC (PAE) y SINOPEC. La primera obtuvo créditos fiscales por U\$D 283 millones y la segunda por U\$D 171 millones.

Gráfico N°13. Distribución del estímulo por empresa. Año 2012.



Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía. Presidencia de la Nación.

4. Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural y programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas con inyección reducida

Estos programas son tratados en forma conjunta debido a que, en la práctica, se trata de un proyecto original (inyección excedente de gas natural) y a su posterior ampliación hacia empresas de diferentes características (inyección de gas natural para empresas con inyección reducida).

Período de vigencia

Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural: 1/1/2013 – 31/12/2017.
Programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas con inyección reducida: 1/1/2014 – 31/12/2018 (con la posibilidad de prórroga por un año más).

Norma creadora del programa

El programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (en adelante inyección excedente) fue creado por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Por su parte, el programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas con inyección reducida (en adelante inyección reducida) fue creado por la Resolución 60/2013 de la misma Comisión.

Instrumentación del estímulo

Transferencia de dinero en efectivo por parte del Tesoro Nacional a las empresas beneficiarias.

Cantidad estimulada

Producción Excedente año 2015:

12.147 MMm³ (36,6%).

Producción Base (año 2015):

21.034 MMm³ (63,4%).

Descripción del programa

Estos programas se plantearon como objetivo aumentar la producción de gas con el fin de lograr el autoabastecimiento. El estímulo que estos programas otorgan surge del reconocimiento de un precio superior (precio sosten) al de mercado para toda la producción que se encuentre por encima de determinado nivel calculado para cada empresa. Para ello se calculan curvas hipotéticas de declino de la producción de gas que permiten diferenciar la producción excedente (aquella que se encuentra por encima de dicha curva) de la producción base (la producción que queda

por debajo de la curva). Siempre y cuando la empresa produzca por encima de las curvas de declino recibirá una transferencia del Estado igual al precio sostén menos el precio de mercado. Para ambos programas el precio al que accede la producción excedente es de U\$D 7,5 MM BTU.

En segundo lugar, así como la producción excedente es retribuida con un precio superior al de mercado, la producción base también es perceptora de transferencias por parte del Estado. Esta producción recibirá una transferencia igual al precio promedio ponderado de los meses anteriores a la implementación de los programas (a los cuales las beneficiarias vendieron gas en los distintos segmentos) menos el precio de mercado vigente. Siempre que el precio de mercado vigente sea menor al precio calculado, el Estado retribuirá la diferencia.

Las diferencias entre los programas giran en torno al precio retribuido por la producción excedente. Las empresas que acceden al Programa Inyección Reducida se enfrentan a un conjunto de curvas de declino. Solo en el caso de que la producción sea superior a la producción base, perciben U\$D 7,5 MM BTU por el excedente. En el resto de los casos las empresas perciben un precio sostén de entre U\$D 4 MM BTU y U\$D 6 MM BTU, dependiendo de la relación entre la producción efectiva y las diferentes curvas. De este modo, resulta mayor el esfuerzo exigido a las empresas con Inyección Reducida que el exigido a las grandes gasíferas.

Erogación total del programa

Cálculo propio

Para ambos programas se desconocen las variables necesarias para el cálculo de las transferencias (inyección base, curvas de declino de la producción y precios en boca de pozo), indicadores determinados entre las operadoras y el Estado. Por este motivo, no es posible realizar aproximaciones ciertas en este caso.

Balance contable de las empresas

La información de los balances permitió determinar los montos transferidos a favor de algunas de las empresas más importantes del sector. Al no contar con información

de todas las empresas y, al mismo tiempo, al no ser homogéneo el tratamiento que las mismas hacen de las transferencias en sus balances, resulta imposible estimar los montos totales de estos beneficios.

Los datos recolectados de esta valiosa fuente se presentan en la sección siguiente al analizar cuáles fueron los principales beneficiarios de este programa.

Cuenta de inversión y presupuesto

Las cuentas de inversión de los años 2013 a 2015 incluyen pagos a las empresas del sector por este programa por un monto de U\$D 3.810 millones (ver **Cuadro N°6**). A este valor hay que incorporar otros U\$D 1.070 millones que se transfirieron en el año 2016 por medio de una emisión de bonos en concepto de deudas con las empresas beneficiarias. De este modo, la erogación total del programa ascendió, por obligaciones asumidas en el período 2013 a 2015, a U\$D 4.880 millones. Para el año 2016 no se cuenta con información de ejecución presupuestaria. Para este último año, los balances contables de las empresas, presentan partidas devengadas por estos programas durante el primer semestre por un total de U\$D 753 millones (ver **Cuadro N°8**).

En síntesis, este programa implicó, entre 2013 y el primer semestre de 2016, erogaciones por U\$D 5.633 millones.

La información provista por la cuenta de inversión muestra una transferencia en dólares que se mantiene constante a lo largo del tiempo, entre los U\$D 1.100 millones y los U\$D 1.400 millones anuales.

Estas transferencias fueron centrales para el sector gasífero de nuestro país ya que representaron alrededor del 40% de la facturación total por extracción de gas.

Al igual que en el caso de Petróleo Plus, los programas de inyección excedente e inyección reducida fueron acumulando deudas con las empresas beneficiarias. En este caso, al 31 de diciembre de 2015, la deuda reconocida con las empresas ascendía a los U\$D 1.201,5 millones. Ante esta situación, el Estado, por medio del Decreto 704/2016, determinó la emisión de bonos (Bonar 2020) para el pago de diferentes programas por un total de U\$D 1.142,4 millones⁷.

Cuadro N°6. Transferencias en Millones de U\$D por los Programas Inyección Excedente e Inyección Reducida

	2013	2014	2015	Total
Cuenta de Inversión	1.139	1.388	1.283	3.810

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hacienda y Finanzas, Presidencia de la Nación.

Cabe resaltar que, por más que las resoluciones reglamentarias de los programas de estímulo fijen parámetros en dólares, el pago a las beneficiarias se realiza en pesos argentinos. En cambio, la emisión de deuda denominada en dólares por el pago de los programas requerirá por parte del Estado la captación de dichos dólares. En la emisión de bonos se destaca la participación de YPF y Pan American Energy. Las cinco empresas de las cuales se conoce datos contables sobre los programas concentraron el 68,8% de la emisión de bonos.

Cuadro N°7. Emisión de Deuda Bonar 2020 por Decreto 704/16 para el pago de los Programas en millones de U\$D

	Bonar 2020
YPF	630
PAE	90,14
Petrobras	28,07
Capex	8,04
Pampa	29,5
Total	785,75

Fuente: Balances contables de empresas del sector.

Respecto de las cuentas públicas, es destacable la diferencia existente entre los volúmenes de transferencias publicados en la cuenta de inversión (que refleja los gastos que efectivamente tuvieron lugar en un determinado periodo) y los montos originalmente presupuestados, publicados en la ley de presupuesto de cada año.

Principales beneficiarios

A partir de información de balances contables se puede ver el peso que tuvo YPF como principal beneficiaria del programa de inyección excedente. En segundo lugar, pero en forma más rezagada, aparece Pan American Energy.

El balance de YPF exhibe las diferencias entre el monto que la empresa debería haber cobrado por el estímulo y lo que efectivamente cobró. En el cuadro exhibido a continuación se presentan estas diferencias así como la deuda a favor de la empresa que se fue acumulando durante el transcurso del programa.

7. Dicha emisión atendió deudas de los programas Inyección Excedente, Inyección Reducida y del "Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido". Las deudas por este último programa ascendían a 72,5 millones de dólares en el momento de la emisión de estos bonos. Por tal motivo, estimamos que, al menos, los restantes 1069,9 millones de dólares se destinaron a la cancelación de deudas por los programas analizados en este apartado.

Cuadro N°8. Presupuesto de los Programas Inyección Excedente e Inyección Reducida en Millones de U\$D

	2014	2015	2016	Total
Inyección Excedente	767	1.449	633	2.849
Inyección Reducida	-	207	191	398
Total	767	1.656	824	3.247

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hacienda y Finanzas, presidencia de la nación

Cuadro N°9. Montos en millones de U\$D correspondiente a los programas por empresas

	2.013	2.014	2.015	2.016 ⁽¹⁾	Total
YPF	783,26	955,38	1.331,97	666,61	3.737,22
PAE	211,60	131,70	212,01	s/d	555,31
Petrobras ⁽²⁾	-	-	66,25	25,85	92,10
Capex	-	0,36	12,53	8,01 ⁽³⁾	20,89
Pampa	4,13	15,64	59,00	52,35	131,12
Total	998,98	1.103,08	1.681,75	752,82	4.536,64

(1) Datos correspondientes hasta junio de 2016

(2) Perteneciente al Programa Inyección Reducida

(3) Dato del primer trimestre del 2016

Fuente: Balances contables de empresas del sector

-31-

Cuadro N°10. Montos devengados, deudas y pago del programa a YPF en millones de U\$D

YPF	2013	2014	2015	2.016 ⁽¹⁾
Devengado	783,26	955,38	1.331,97	666,61
Pago	456,92	758,08	633,99	-
Deuda acumulada	326,34	417,26	1.063,74	1.354,48

(1) Datos correspondientes hasta junio de 2016

Fuente: Elaboración propia con datos de balance contable de YPF

5. Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos

Período de vigencia

Desde el segundo semestre de 2013.

Norma creadora del programa

Decreto 929/2013 del Poder Ejecutivo Nacional – Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Instrumentación del estímulo

Libre disponibilidad de divisas y reducción de derechos de exportación.

Cantidad estimulada

Sin información.

Descripción del programa

El espíritu general del programa fue el de atraer inversiones sustanciales para el sector en un contexto signado por la profundización de la restricción externa. El principal objetivo, implícito, fue el de viabilizar el acuerdo YPF-Chevron en el marco de los proyectos de explotación de Vaca Muerta.

Para estar incluidas dentro de este programa las empresas tenían que presentar un proyecto que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a mil millones de dólares en un período de 5 años, momento a partir del cual comenzarían a correr los beneficios para las empresas. El único proyecto con posibilidades de quedar bajo el ala de este programa era la explotación de dicho yacimiento no convencional.

El 30 de octubre de 2014 se promulga la nueva ley de hidrocarburos (ley 27.007, modificatoria de la ley 17.319) que contiene un apartado sobre este régimen. Allí determina que la inversión directa a realizar por las empresas que decidan suscribir su proyecto al régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos sea de 250 millones de dólares. El mismo artículo establece que esa inversión se deberá hacer en los primeros tres años del proyecto y que, a partir del tercer año, comenzarán a correr los beneficios.

Los beneficios del programa consisten en que, una vez transcurrido el período de tres años, las empresas contarán con la libertad de exportar un 20% de su producción (en el caso de que se trate de una explotación costa afuera se extiende al 60%) con una alícuota del 0% de derechos de exportación. Al mismo tiempo, contarán con la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de esas exportaciones.

El programa actuó entonces, principalmente, como una garantía de que las empresas que suscriban estos acuerdos con YPF podían disponer libremente de los dólares conseguidos por las exportaciones efectuadas. Esto se dio en un marco signado por una política cambiaria que desde febrero de 2012 vetó la posibilidad de remisión de utilidades a las compañías extranjeras.

Erogación total del programa

Los beneficios para las primeras compañías cuyos proyectos fueron aprobados comenzarán a regir a partir del año 2018.

Principales beneficiarios

Los principales acuerdos publicitados que podrían haber aprovechado estos beneficios son los que suscribieron primero YPF-Chevron (la compañía norteamericana ingresó efectivamente 2.680 millones de dólares por el mercado único de cambio) y luego YPF-Petronas (la compañía malaya, según información publicitada en medios de comunicación, se comprometió a ingresar 550 millones de dólares).

Por otra parte, en el balance contable del ejercicio 2015 de Pan American Energy, la compañía detalla dos proyectos aprobados en el marco de este estímulo. Se trata de concesiones no convencionales emplazadas en la provincia de Neuquén: áreas Bandurria Centro y Lindero Atravesado. Sobre la primera, la compañía cuenta con el 100% del control y estima inversiones por 304 millones de dólares. Sobre la segunda, con una participación del 62,5%, se estiman inversiones totales por 590 millones de dólares.

6. Programa de estímulo a la producción de petróleo crudo

Período de vigencia

Desde 01/01/2015 hasta 31/12/2015.

Norma creadora del programa

Resolución 14/2015 de la Comisión Nacional de Coordinación y Planificación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúreas.

Instrumentación del estímulo

Transferencia de dinero por parte del Tesoro Nacional a las empresas beneficiarias.

Cantidad estimulada

Producción estimulada:

93.651.691 barriles.

Exportación estimulada:

13.271.200 barriles.

Descripción del programa

La resolución que crea el programa lo enmarca en el objetivo general del logro del autoabastecimiento económico. El programa consistió en estimular la producción y exportación de petróleo otorgando a aquellas empresas productoras un reconocimiento económico de tres dólares por cada barril producido. En el caso de que ese barril sea exportado, el estímulo podría incrementarse tres dólares extras.

Acerca de las condiciones que se establecieron para que el estímulo sea efectivo se definió que el mismo se otorgaría sólo cuando el barril se esté comercializando en el mercado interno por debajo de un determinado valor. Ese nivel acordado fue de U\$D 84 para el crudo proveniente de la Cuenca Neuquina y de U\$D 70 para el proveniente de la Cuenca Golfo de San Jorge. Como el precio al que se comercializó el barril fue de U\$D 75 en el primer caso y de U\$D 62 en el segundo, el programa estuvo vigente.

Otra condición que se fijó fue que exista un incremento en la producción y/o exportación de la empresa que se presente para cobrar el estímulo. Se estipuló que los estímulos se otorguen trimestralmente y la condición anteriormente mencionada llevó a que algunas empresas no reciban en nin-

gún trimestre el estímulo u otras solo lo reciban en determinados trimestres ya que no siempre cumplieron con la condición de producción y/o exportación adicional. Por ejemplo, según cálculos propios, la empresa YPF incumplió con la condición de producción adicional en el primer y tercer trimestre, por lo que quedó afuera en esos dos trimestres de los estímulos otorgados.

Erogación total del programa

Cálculo propio

Según cálculos propios, el monto total de dinero que devengó el programa fue de U\$D 320 millones repartándose de la siguiente manera:

Estímulo Producción U\$D 281 millones.

Estímulo Exportación U\$D 38 millones.

Balances contables de las empresas

No se pudo acceder a los balances contables de todas las empresas como para conocer el guarismo. En la próxima sección se detalla el monto del estímulo percibido por aquellas empresas en cuyos balances se halló información sobre este programa.

Cuenta de inversión y presupuesto

No se presenta suficientemente desagregada la partida referida a subsidios a la energía de manera tal que se puede conocer el dato. El programa no fue continuado en el año 2016, pero se presupuestó con una partida por U\$D 262 millones.

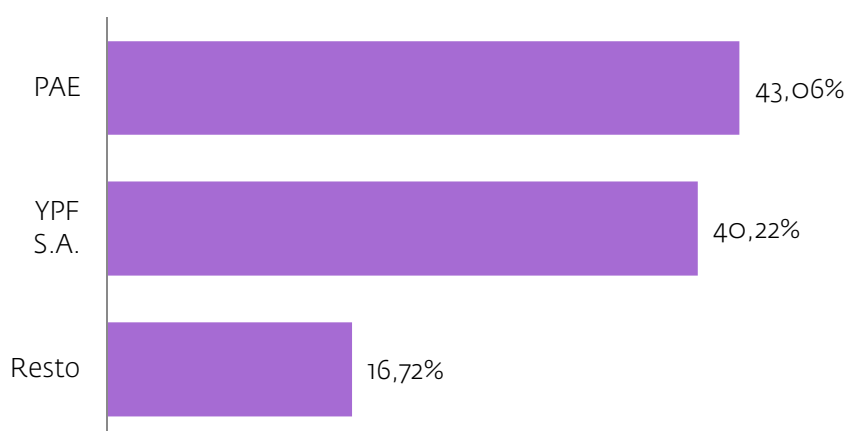
Principales beneficiarios

Los principales beneficiarios fueron las dos empresas productoras más importante de petróleo, YPF y Pan American Energy LLC (PAE). De la producción total de petróleo en el año 2015 la primera empresa produjo el 43% mientras que la segunda aportó el 20%. Por el lado de los estímulos a la exportación PAE fue la principal empresa beneficiaria ya que del total exportado esta empresa exportó el 85%.

Cuadro N°11. Transferencias por el programa Estímulo a la producción de petróleo crudo (producción y exportación). En millones de dólares. Año 2015.

Empresa	Prod.	Expo.	Total	%
PAN AMERICAN ENERGY	111	32	143	43,1%
YPF S.A.	123	0,2	123	40,2%
COMPAÑÍAS ASOC PETROLERAS	5,0	5,0	9,9	3,7%
TECPETROL S.A.	9,7	-	9,7	2,9%
PLUSPETROL S.A.	5,1	-	5,1	2,6%
CIA GENERAL DE COMBUSTIBLES	4,9	-	4,9	1,5%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	3,2	-	3,2	1,4%
PETROLERA EL TREBOL S.A.	2,6	-	2,6	1,0%
MEDANITO S.A.	2,4	-	2,4	0,8%
ROCH S.A.	2,2	-	2,2	0,6%
PETROQUIMICA C. RIVADAVIA S.A.	1,8	-	1,8	0,6%
OILSTONE ENERGIA S.A.	1,6	-	1,6	0,5%
TOTAL AUSTRAL S.A.	1,0	-	1,0	0,5%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	1,0	-	1,0	0,3%
O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	0,88	-	0,88	0,3%
APACHE PETROLERA ARGENTINA S.A.	0,83	-	0,83	0,3%
AMERICAS PETROGAS ARGENTINA	-	0,82	0,82	0,3%
GRAN TIERRA ENERGY ARGENTINA	0,79	-	0,79	0,2%
PETR. PETROLEUM (AMERICAS) LTD.	0,60	-	0,60	0,2%
HIGH LUCK GROUP LTD.	0,54	-	0,54	0,2%
CAPEX S.A.	0,40	-	0,40	0,1%
PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	0,37	-	0,37	0,1%
CENTRAL INT. CORPORATION	0,37	-	0,37	0,1%
PRESIDENT PETROLEUM S.A.	0,29	-	0,29	0,1%
PETRO AP S.A.	0,27	-	0,27	0,1%
INGENIERIA ALPA S.A.	0,23	-	0,23	0,1%
DAPETROL S.A.	0,23	-	0,23	0,1%
QUINTANA E&P ARGENTINA S.R.L.	0,19	-	0,19	0,1%
SAN JORGE PETROLEUM S.A.	0,17	-	0,17	0,0%
PETROMINERA CHUBUT S.E.	0,15	-	0,15	0,0%
PETROLERA CERRO NEGRO S.A.	0,11	-	0,11	0,0%
GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A.	0,09	-	0,09	0,0%
GRECOIL y CIA. S.R.L.	0,09	-	0,09	0,0%
PETROLERA PATAGONIA S.R.L.	0,04	-	0,04	0,0%
WINTERSHALL ENERGIA S.A.	0,02	-	0,02	0,0%
ENERGIAL S.A.	0,02	-	0,02	0,0%
PETROLERA PAMPA S.A.	0,001	-	0,001	0,0%
TOTAL	281	38	319	100%

Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°14. Distribución de los beneficios del estímulo por empresa. Año 2015.

Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación.

Según lo que se pudo consultar en los balances contables de estas empresas, el estímulo que le correspondió a YPF S.A fue de \$ 1.998 millones para todo el año 2015. Para el caso de PAE el mismo ascendió a \$ 668 millones para los dos primeros trimestres. En este último caso no se cuenta con la información para conocer el estímulo correspondiente en todo el año.

Por otro lado, YPF informa en su balance al 31/12/2015 que el monto total del beneficio devengado está pendiente de cobro.

7. Programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente

Período de vigencia

Desde 01/01/2016 hasta 31/12/2016.

Norma creadora del programa

Resolución 21/2016 del Ministerio de Energía y Minería.

Instrumentación del estímulo

Transferencia de dinero por parte del Tesoro Nacional a las empresas beneficiarias.

Cantidad estimulada

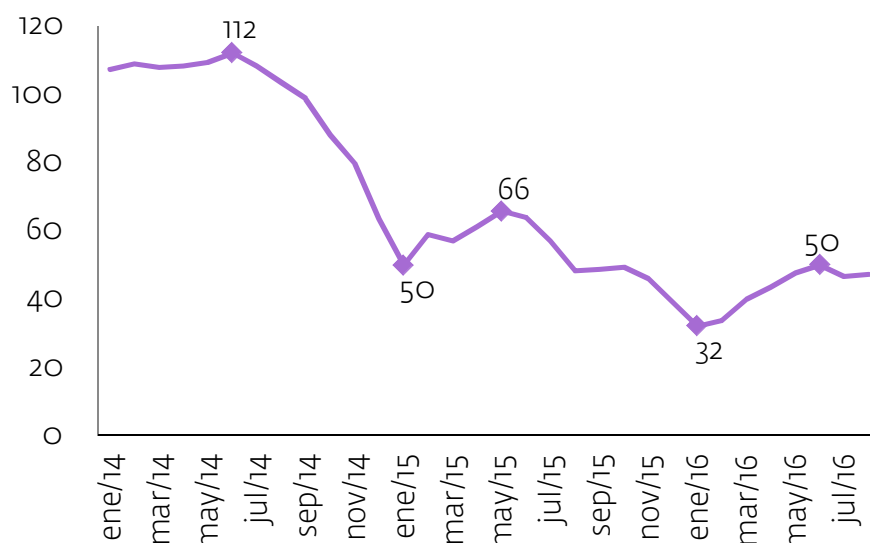
Durante el primer semestre del año se otorgó el estímulo sobre 11.500.000 barriles.

Descripción del programa

El programa fue creado en marzo de 2016, retroactivo a enero de ese año, y consiste en estimular la exportación otorgando U\$D 7,5 por cada barril exportado de petróleo crudo proveniente de una de las cinco cuencas productoras: la cuenca Golfo de San Jorge. Esta cuenca abarca las provincias de Santa Cruz y Chubut. El estímulo solo contempla la exportación proveniente de Chubut donde se extrae el petróleo tipo Escalante.

De la lectura de la resolución del programa se desprende que el principal argumento que guió a la creación del mismo es el bajo precio internacional del hidrocarburo, como puede verse en el gráfico a partir de mitad del año 2014 comenzó una tendencia decreciente que llevó a que el precio del barril pase de U\$D 112 a U\$D 32 en enero de 2016. Con este estímulo se busca mantener la actividad en la provincia productora de petróleo tipo Escalante, aminorando el impacto negativo de la coyuntura internacional. Se debe considerar que por las características físico-químicas de este tipo de petróleo gran parte de su producción no puede ser procesada en las refinerías nacionales siendo la exportación su principal destino.

Gráfico N°15. Cotización internacional del barril de petróleo (Brent)



Fuente: portalweb.sgm.gob.mx

Debido a que la coyuntura de precio internacional bajo es la que justifica la creación del programa se establece que en caso de que el precio internacional se recomponga el estímulo no será aplicado. En consecuencia, se definió en U\$D 47,5 por barril el precio de corte. Si la cotización internacional del crudo superara ese nivel en el período transcurrido entre los dos días previos y los dos días siguientes a la fecha en que se haya efectuado la exportación, el estímulo no se otorgará. Como se puede observar en el gráfico, después de tocar un piso a principio de 2016 el precio comenzó a subir, llegando incluso a superar el precio de corte en junio y evitando ese mes pagar el estímulo a la exportación.

En la resolución se establece como mercado de referencia para observar la cotización internacional del crudo el mercado de Londres, es decir, la referencia a tener en cuenta es la del crudo Brent.⁸

Erogación total del programa

Cálculo propio

Los datos disponibles al momento del cálculo solo permitieron considerar el primer semestre del año 2016. Durante ese período se calcula que el gasto que devengó el programa fue de 47 millones de dólares.

Balances contables de las empresas

No se pudo conocer el monto total transferido por el programa ya que no se tuvo acceso al balance de todas las empresas que resultan ser beneficiarias del programa.

Cuenta de inversión y presupuesto

Al momento de elaboración del presente informe aún se estaba en la etapa de ejecución presupuestaria por lo que no estaba publicada la cuenta de inversión del año 2016.

8. El petróleo al ser un commodity es comercializado en varios mercados que por lo general suelen estar ubicados cerca de las regiones productoras. Por este motivo no hay un solo precio internacional. En Nueva York, E.E.U.U., se comercializa el petróleo denominado WTI (West Texas Intermediate); en

Londres, Reino Unido, se comercializa el petróleo Brent extraído en el Mar del Norte y por último, entre los mercados más importantes, se encuentra en Singapur el mercado donde se comercializa el petróleo proveniente de Dubai.

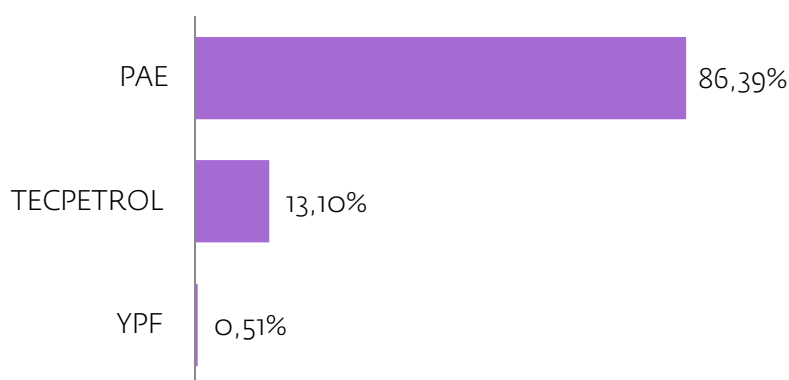
Principales beneficiarios

Según análisis propio, fueron únicamente tres las empresas que resultaron beneficiarias, PAE, Tecpetrol e YPF. Los estímulos devengados fueron de U\$D 40,3 millones para la primera empresa, U\$D 6,1 millones para la segunda empresa y U\$D 0,2 millones para la tercera.

Como se puede observar en el gráfico, PAE es la gran beneficiaria del programa y

ner un nivel de actividad cercano al de los últimos años sólo si se evidencia una recuperación en el precio internacional del crudo o se incentiva su exportación con planes adecuados a la actual coyuntura” (PAE, Balance trimestral al 30 de junio de 2016:46). Con esta cita de lo expresado por la empresa se entiende que el programa fue diseñado a la medida de PAE.

Gráfico N°16. Distribución de los beneficios del estímulo por empresa. Año 2016



Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación.

esto se debe a que es la principal empresa productora de petróleo tipo Escalante en la provincia de Chubut, con una participación del 50% de la producción. En el balance contable de la empresa al 30/06/2016 se informa que por el programa se recibieron 393 mil millones de pesos argentinos (equivalentes a U\$D 27 millones)⁹. La diferencia de poco más de U\$D 13 millones con el cálculo del estímulo devengado es posible que se explique porque aún parte de lo devengado no se haya efectivamente pagado. También se menciona que el 30% de la producción tiene como destino la exportación, por lo tanto “la Dirección estima poder mante-

8. Fondo argentino de hidrocarburos

Para cerrar esta sección incluimos este programa de estímulo que presenta algunas diferencias importantes respecto al conjunto analizado previamente.

En abril de 2013 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MECON) crea el “Fondo argentino de hidrocarburos” (desde ahora en adelante el Fondo), conformándose a tal fin un fideicomiso administrativo. Se estipuló que los fondos se integrarán con los aportes que realice el MECON y que fuera administrado por Nación Fideicomisos S.A (empresa del Banco Nación). Se fijó como destino de los fondos asignados el “otorgamiento de préstamos y/o la realización de aportes de capital y/o adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y/o financiación de proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocar-

9. Para realizar la conversión se tomó un precio promedio del dólar para el primer semestre de \$ 14,5. Cabe destacar que aunque se fije el estímulo en U\$D 7,5 por barril exportado, la transferencia se realiza en pesos al tipo de cambio mayorista del Banco Central de la República Argentina (BCRA) correspondiente al día en el que el barril fue exportado.

buros en relación a Empresas Hidrocarburi-
ríferas en las cuales el ESTADO NACIONAL
tenga participación accionaria y/o el ejer-
cicio de los derechos económicos y políti-
cos, por hasta un monto de DOLARES ESTA-
DOUNIDENSES DOS MIL MILLONES (U\$D
2.000.000.000)” (Art. N°2, Resolución 130/
2013 del MECON).

Con la condición de que el Fondo sirva de
apoyo a la actividad de empresas vincula-
das con el Estado Nacional, se limitó exclu-
sivamente a YPF y ENARSA el universo de
empresas que podían llegar a resultar favo-
recidas. El Estado Nacional posee en forma
conjunta con las provincias productoras de
hidrocarburos el 51% y el 65% respectiva-
mente del capital social de estas empresas.

Durante el primer año, el Fondo recibió
asignaciones por al menos \$ 8.500 millo-
nes distribuidos en tres desembolsos que,
como no fue incluido en el presupuesto de
ese año, se debieron realizar reasignacio-
nes presupuestarias para autorizar los des-
embolsos. Si bien en el presupuesto 2014 se
autorizó al MECON a incrementar los apor-
tes hasta los U\$D 2.000 millones, no se vol-
vieron a realizar nuevos aportes.

De los balances contables de YPF se des-
prende que al menos una parte de los \$
8.500 millones integrados durante el año
2013 han sido utilizados para comprar
Obligaciones Negociables emitidas por la
empresa. La información no se presenta de
manera suficientemente detallada como
para saber el monto invertido.

Aunque los aportes realizados a YPF pue-
dan entenderse como una transferencia
realizada desde el Estado a una empresa,
corresponde diferenciar este tipo de trans-
ferencia de aquellas ligadas a los programas
de estímulos. Con el Fondo, el Estado Nacio-
nal ha efectuado una inversión que le per-
mite obtener una renta financiera mientras
que en las transferencias ligadas a los pro-
gramas de estímulo, los aportes realizados
no tienen ningún tipo de rédito financiero.

Transferencias originadas en la regulación del precio interno del petróleo y el gas (T2).

Precio interno del barril de petróleo crudo

El mercado interno de petróleo crudo continuó dolarizado luego de la salida de la paridad fija a comienzos del año 2002. Al mismo tiempo, con la implementación de los derechos de exportación antes mencionados, el precio interno se mantuvo por debajo del internacional. La historia cambia a partir de diciembre de 2014. A partir de la caída de los precios internacionales la actividad petrolera en general y la continuidad del desarrollo extractivo de Vaca Muerta en particular se vieron amenazados. En ese marco, la estrategia del gobierno nacional consistió en sostener un nivel de precios interno del petróleo por encima del internacional. El diferencial de precios implica importantes transferencias hacia las empresas petroleras que, a diferencia de los estímulos analizados previamente, no implican erogaciones estatales sino que son financiadas por los distintos actores de los eslabones de las cadenas productivas. El mayor costo del barril es entonces trasladado en los precios desde las refinerías y las generadoras eléctricas a las industrias y comercios y desde allí a los consumidores finales.

Las transferencias calculadas se contabilizan multiplicando las diferencias entre el precio interno y el internacional por la producción destinada al mercado interno (o producción total menos exportaciones). Dicho cálculo da como resultado un volumen de U\$D 5.370,3 millones entre diciembre de 2014 a mayo de 2016 por la política de sostenimiento del precio interno del barril de crudo.

Cabe aclarar que tanto el gobierno de Cristina Fernández como el de Mauricio Macri han mantenido el precio sostén como política de gobierno. El gobierno kirchnerista fijó el precio interno promedio en los

U\$D 70 el barril de petróleo para el periodo enero 2015-noviembre 2015. Por su lado, el gobierno de Mauricio Macri, en el marco de una fuerte devaluación del peso, ha reducido el mismo a los U\$D 60 en el periodo diciembre 2015-mayo 2016 (Arceo N., 2016 b). A pesar de la baja, el ratio entre el diferencial de precio interno y el internacional sobre este último, aumentó a 89% y 98% en los meses de enero y febrero del 2016, respectivamente. Esto se debe a que el precio internacional cayó más abruptamente que el precio interno. Por último, el precio interno del petróleo crudo tipo Medaño (producción de crudo de la provincia de Neuquén) se mantuvo cercanos a los U\$D 75 el barril en la gestión kirchnerista para luego reducirse a los U\$D 66 en la gestión macrista. Esta merma en el precio del petróleo tipo Medaño puso en peligro la continuidad de la explotación de los recursos no convencionales de Vaca Muerta.

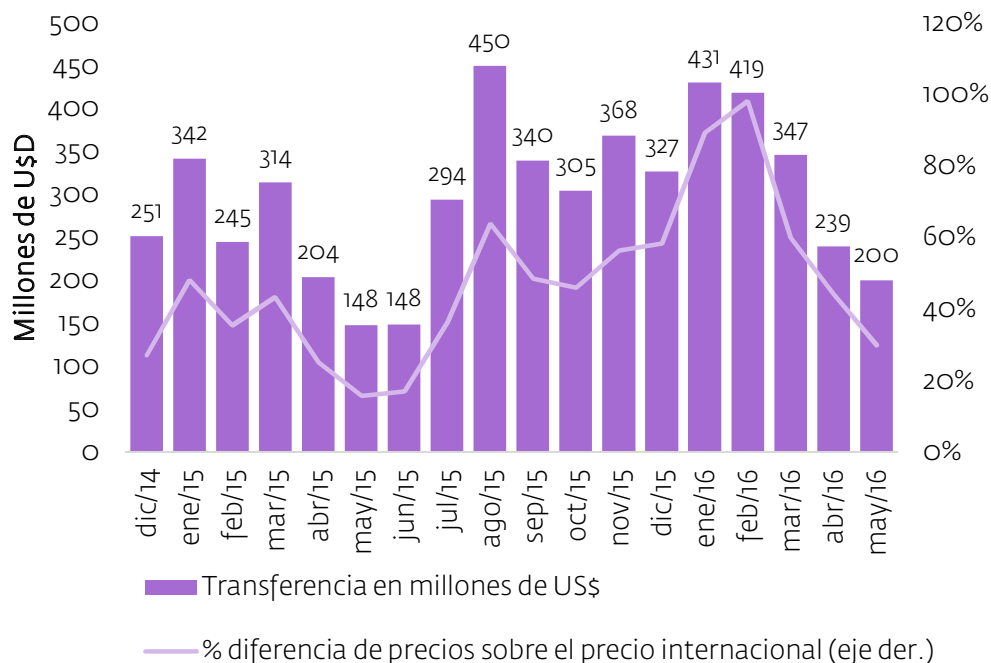
Precio Interno del Gas

En este apartado vamos a repasar la estructura normativa que definió las condiciones de producción y comercialización del gas natural en nuestro país en los últimos 24 años. Al respecto se identifican tres períodos claramente definidos, cada uno de ellos enmarcado en una estrategia económica diferente.

Como punto de partida se toma el año 1992, año en el que a través de la Ley N° 24.076 se privatiza la empresa Gas del Estado y en su artículo 83 se define que el precio del gas debe estar desregulado¹⁰. Pero

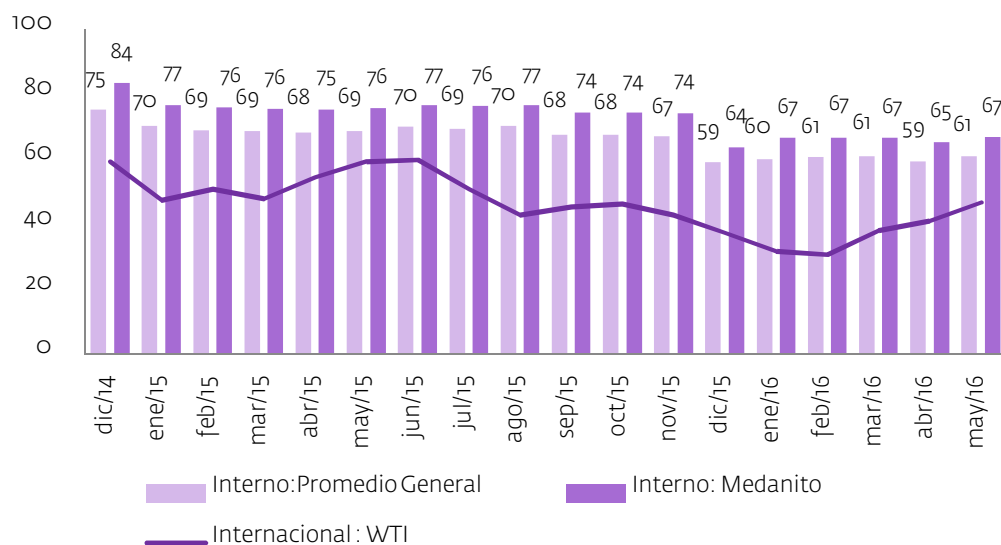
10. Con 'precio del gas' se hace referencia del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), que es equivalente al precio cobrado por los productores. Para llegar al precio pagado por el consumidor final, al precio del gas hay que sumar la tarifa de transporte y distribución.

Gráfico N°17. Transferencias en millones de U\$D y diferencia de precios sobre el precio internacional



Fuente: Elaboración y estimación propia a partir de datos de Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°18: Precio en dólares por barril de Petróleo Crudo: Interno (Promedio General y Medaquito) e internacional (WTI)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación

será condición necesaria, así lo establece la ley, diversificar la oferta de gas para que se pueda cumplir con la letra del artículo. Hasta que eso no ocurra se faculta al Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos a que defina el precio y se indica como objetivo de política energética lograr tal diversificación poniéndose como plazo para cumplir con el objetivo enunciado un año, con la posibilidad de extender el plazo en caso que sea necesario un año más.

Al año siguiente de sancionada la ley, a través del Decreto 2731/93, se reglamenta el artículo 83 que establece qué es lo que se debe entender por desregulación y cuál función se le reserva al Estado dentro de ese marco. Estos puntos se encuentran en los considerando del decreto citado y entre ellos se destaca, en referencia al primer punto, que “[...] resulta de interés general que los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, sean el resultado del libre juego de oferta y demanda en un mercado competitivo[...]” y, en referencia al segundo punto, “[...]es necesario promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, como asimismo, prevenir conductas anti-competitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes en cada una de las etapas de la industria [...]”. La idea plasmada consistía en que los privados, interactuando en el mercado, determinarían el precio del gas más eficiente.

En consonancia con la idea de crear un mercado de gas competitivo, el Estado cedió su posición central en el sector a favor de los privados. En esa línea, como se dijo previamente, en el año 1992 se privatizaron YPF (retiro del Estado por el lado de la oferta) y Gas del Estado (retiro del Estado por el lado de la demanda). En paralelo, se creó ENARGAS, asignándosele a este organismo estatal el control del comportamiento de las empresas privadas que emergieron del proceso privatizador¹¹.

El primer período se extendió hasta el año 2002 y su final está asociado con la caída del régimen de convertibilidad

con paridad cambiaria un peso igual a un dólar. Con respecto al precio del gas durante esta etapa, se observó que el mismo fue en ascenso al arrancar en U\$D 0,88 por MMBTU, alcanzando su pico máximo de U\$D 1,31 en el año 1998/1999 y manteniéndose invariable hasta el final de la convertibilidad. Con el reemplazo del esquema cambiario, se inicia el segundo período.

A partir de la salida de la convertibilidad el sendero del precio del gas cambió de dirección y comenzó a bajar bruscamente. Esta marcha se explica por lo dispuesto en la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario de 2002, normativa que impidió que se ajusten las tarifas de los servicios públicos al ritmo de la devaluación del tipo de cambio, quedando las mismas pesificadas y en niveles significativamente menores a los alcanzados durante la convertibilidad.

En el año 2004 comenzaron a aparecer signos de problemas de abastecimiento de gas en el mercado interno de cara al futuro. El diagnóstico fue que el sector podía entrar en crisis por falta de señales de precios y en consecuencia se dicta el Decreto 181/2004. La medida apuntó a implementar un esquema de normalización del precio del gas y se insta a que sean los productores de gas y el Estado Nacional los que participen en su definición. A partir de este decreto, el Estado comienza a tener una fuerte incidencia en la determinación del precio de gas.

El esquema de normalización fue aplicado a través de un acuerdo de precios celebrado entre los actores evocados por la norma. El acuerdo firmado fue homologado mediante la Resolución 208/2004 del Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios y se extendió desde el 02/04/2004 hasta el 31/12/2006. La nueva modalidad adoptada para fijar el precio del gas era de carácter transitoria y se incluyó en la norma la necesidad de volver al esquema anterior una vez que la situación del sector lo permita. Como indicador de retorno, se establecieron las siguientes condiciones:

Que se encuentre en funcionamiento el Mercado Electrónico De Gas.

Exista un mayor grado de desagregación y competencia en la industria del gas.

11. A escala nacional, el transporte de gas quedó a cargo de dos empresas y su distribución a cargo de ocho.

No existan restricciones de desabastecimiento para el mercado interno.

Con la creación del Mercado Electrónico de Gas se buscó una “conformación de *precios eficientes* logrados por la interacción de la oferta demanda en ámbitos de negociación y transacción nutridos de la mejor información a la que se pueda acceder” (Decreto 180/2004, capítulos II, Artículo 11; cursiva y subrayado propios). Para cumplir con este objetivo, se determinó como prerequisite la segunda condición antes descripta, es decir, la existencia de suficiente competencia entre los participantes del mercado como para que ninguno de estos tenga capacidad para fijar precios por sí solo. Por último, con respecto a la tercera condición, debía desaparecer la posibilidad de que se haga realidad la situación que dio pie al Decreto 181/2004.

Un punto importante del acuerdo fue segmentar al grupo de usuarios finales de gas en distintas categorías y aplicar distintos precios del gas según la categoría en cuestión. Con esto se motivó a que no exista un único precio, sino un set de precios. Se ideó un esquema de normalización de precios para el gas con destino a la industria, el GNC y la generación de electricidad –primer grupo– en el cual se previó practicar aumentos escalonados que, medidos en términos acumulados arrojó un aumento final de entre 105-176% según la cuenca de origen del gas¹². En cambio, para el caso del gas con destino a los usuarios residenciales y los usuarios comprendidos en la primera y segunda escala del Servicio General Pequeños Usuarios (SGP) –segundo grupo– se acordó pactar más adelante el esquema de normalización.

Otro punto importante fue que se acordó que el precio a aplicar al primer grupo sea establecido en pesos. Sin embargo, teniendo en cuenta el cambio de régimen cambiario en el año 2002, era necesario ajustar el precio en pesos en sintonía con

la variación del tipo de cambio para evitar atrasos. Se anticipó que, en caso de que el precio del dólar esté por afuera del rango de entre \$ 2,46 y \$ 3,33, cualquiera de las partes según cuál sea la perjudicada pueda exigir la reapertura de la negociación de precios. El tipo de cambio evidenciado durante la vida del acuerdo se mantuvo siempre dentro del rango mencionado por lo tanto no correspondió realizar ninguna reapertura de la negociación.

Una vez finalizado el primer acuerdo, este fue renovado para el período 2007-2011 mediante la Resolución 599/2007 de la Secretaría de Energía, medida que dejó sin efecto la intención de re-establecer el esquema viejo a partir de la caducidad del primer acuerdo. Más allá de la renovación, existen diferencias entre ambos acuerdos en los objetivos planteados. Mientras el primero apuntó a introducir un esquema de normalización de precios, en el segundo se ubicó como punto central atender la necesidad de garantizar el suministro de gas al mercado interno. En ese sentido, se entendió que el Estado debía intervenir para que las empresas se comprometían en el logro del abastecimiento de gas destinado al mercado interno y se pactó con cada una ellas los volúmenes a entregar durante el período de vigencia del contrato.

A diferencia del primer acuerdo, no se incluyó para ningún grupo el nivel de los precios a aplicar, pero se asentó que los mismos iban a surgir producto de acuerdos futuros a celebrarse entre el Estado y los productores.

A partir del año 2011 no se volvieron a celebrar nuevos acuerdos. Sin embargo, el gobierno kirchnerista intervino por medio de la Secretaría de Energía para cambiar los precios relativos. En el año 2012, por medio de la Resolución 1445 de la Secretaría de Energía, se incrementó el precio del gas en boca de pozo del segmento GNC, lo que significó un incremento de precio en dólares del 82% entre los años 2011 y 2012. En el año 2014, a través de la Resolución 226/2014, se actualizó el precio del gas destinado a los consumidores del segmento residencial. Un punto importante a considerar es que el precio se fijó en pesos y no se planteó ningún esquema de actualización o de ajuste

12. El extremo inferior alude al aumento aplicado al gas proveniente de la Cuenca Neuquina y el extremo superior hace referencia al aumento aplicado al gas proveniente de la Cuenca de Chubut.

ante variaciones del tipo de cambio. Cómo se observa en el cuadro la medida adoptada provocó un fuerte incremento del precio del gas y fue el primer aumento en dólares que recibió el segmento desde la salida de la convertibilidad.

En el año 2016, bajo una nueva gestión nacional de orientación ideológica diferente, se volvió a plantear la necesidad de

subir el precio del gas para todos los segmentos. A esta situación se llegó con una gran dispersión en los niveles de precio por segmento, como se puede observar en el **cuadro N° 1**. El aumento aplicado también varió según el segmento en cuestión.

En el caso del residencial, la suba promedio propuesta mediante la Resolución 28/2016 fue del 162%. Tal incremento no

Cuadro N°12. Precio promedio anual en U\$D/MMBTU por segmento de mercado

	Prom.	Residencial	Industrial	Gen. Eléctrica	GNC
2000	1,22	1,26			
2001	1,31	1,26			
2002	0,54	0,37			
2003	0,64	0,43			
2004	0,85	0,43			
2005	1,1	0,43			
2006	1,36	0,41		1,49	
2007	1,52	0,4		1,69	
2008	1,89	0,4		1,74	
2009	1,73	0,34		1,91	
2010	1,91	0,32	2,52	2,2	0,85
2011	1,93	0,3	2,75	3,18	0,79
2012	1,82	0,27	3,08	2,79	1,44
2013	1,81	0,23	2,64	2,66	2,45
2014	2,19	1,82	3,25	3,77	2,15
2015	2,09	1,59	3,18	3,71	2,27
2016	3,06 ⁽¹⁾	3,14 ⁽²⁾	3,34 ⁽³⁾	3,78 ⁽³⁾	3,78 ⁽³⁾
2017		3,77			
2018		4,68			
2019		5,96			
2020		6,8			

1- Hasta mayo de 2016

2- Precios de la Resolución 212 – E/2016

3- Hasta septiembre de 2016

Fuente: Elaboración propia con datos de R. Kozulj (2012) y resoluciones de la Secretaría de Energía y el Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

pude ser aplicado ya que un fallo de la Corte Suprema de Justicia (CSJN) anuló la resolución por considerar que, para actualizar dicho precio, era necesario previamente convocar a audiencias públicas. El fallo de la CSJN justificó la necesidad de llevar adelante audiencias públicas ante el cambio de esquema introducido:

“Sin desconocer que, de acuerdo con lo dispuesto en las leyes 17.319 y 24.076, y sus reglamentaciones, la producción y comercialización de gas es efectivamente una actividad económica desregulada y no fue calificada como servicio público, debe destacarse que, a partir de lo establecido en el decreto 181/2004 y las normas dictadas en consecuencia, esa desregulación ha sido dejada de lado por el propio estado. Ello es así, pues sobre la base del decreto citado, cuyo objetivo fue elaborar un esquema de normalización del precio del gas en el PIST hasta que se “reencauzara” la actividad y se llegara, nuevamente, a precios que debían resultar de la libre interacción de la oferta y la demanda, se facultó a la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios para acordar con los productores de gas natural un ajuste del precio del producto, en el marco del cual además se suscribieron varios acuerdos.

En las condiciones descriptas, parece razonable entender que, hasta el momento en que efectivamente el precio del gas en el PIST se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis se efectúe conjuntamente con la revisión de tarifas para la cual es necesaria, como ya se dijo la celebración de una audiencia pública” (Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo: 17).

Por otro lado, el fallo de la CSJN no dio marcha atrás con los incrementos del precio de boca de pozo de los segmentos de GNC y Generación Eléctrica, establecidos por medio de las Resoluciones 34 y 41 del Ministerio de Energía y Minería, respectivamente. El precio del gas de boca de pozo del GNC pasó de 1,61 U\$D/MMBTU en febrero de 2016 a 5,4 U\$D/MMBTU en marzo de 2016,

lo que significó un incremento en dólares del 237%. Con respecto al segmento de la Generación Eléctrica, la resolución estableció un precio en boca de pozo cercano a los 5 U\$D/MMBTU, sin embargo, aún no se observan grandes incrementos en el Mercado Electrónico del Gas.

Visto la obligatoriedad de las audiencias públicas y, habiéndose convocado a la realización de las mismas para poder llevar adelante la modificación del precio del gas del segmento residencial, mediante la Resolución 212/2016 se aprobó finalmente una suba promedio del 96%.

El principal motivo para aumentar el precio del gas fue de orden fiscal. Lo que se buscó mediante tal incremento fue reducir los llamados ‘subsidios energéticos’ para achicar el gasto público. La reducción operó de dos maneras: por un lado, se redujo lo erogado por el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y, por otro lado, se redujo el subsidio a la importación de energía¹³.

La primera vía de reducción de subsidios resultó neutra en términos de rentabilidad/ganancia a las empresas productoras de gas. Al tiempo que aumentó el ingreso percibido por un mayor precio del gas abonado por las distribuidoras, se reduce lo erogado Inyección Excedente (subsidió estatales a las empresas petroleras). En línea con lo argumentado, se cita un fragmento del balance de la empresa PAE: “Durante el segundo trimestre del año 2016 el precio promedio de todo el gas natural entregado por la Sucursal se incrementó alrededor del 30% en relación al del trimestre inmediato anterior. Sin embargo, mientras esté vigente el Programa de Estímulo a la Inyec-

13. Durante el año 2015 alrededor del 30% de la oferta de gas fue cubierta mediante la importación del hidrocarburo. El gas se importó en promedio a U\$D 8,5 MMBTU mientras que se comercializó en el mercado interno a U\$D 2,50. La diferencia era cubierta en gran parte a través de subsidios del Estado Nacional nacional y, en una menor parte, por el universo de usuarios residenciales de mayor consumo (categoría R3-4). Los subsidios a la importación ascendieron a U\$D 3.600 millones para ese año. El aumento del precio interno permitió reducir subsidios.

ción Excedente de Gas Natural (...) el monto total neto que finalmente recibe la Sucursal considerando la facturación y la compensación bajo dicho programa se estima que no variará significativamente” (PAE, Balance trimestral al 30/06/2016:28).

El resultado fue que el ahorro fiscal que implicó la medida se trasladó a los consumidores finales de gas, que debieron abonar una mayor tarifa. Si consideramos todos los segmentos de la demanda, la pérdida que le significó al universo de consumidores fue de 1.847,2 millones de dólares (Arceo N., a, 2016).

Por otro lado, se introdujeron cambios en el esquema de determinación del precio del gas para el sector residencial. Se trazó un sendero de precios con ajustes semestrales que llevará el valor del gas de 1,60 U\$D/MMBTU en marzo de 2016 a 6,78 U\$D/MMBTU en octubre de 2019. Tal sendero se puede observar en el gráfico expuesto a continuación. La evolución de precios propuesta implica dolarizar el precio y elevar su nivel hasta el punto que desaparezcan los subsidios.

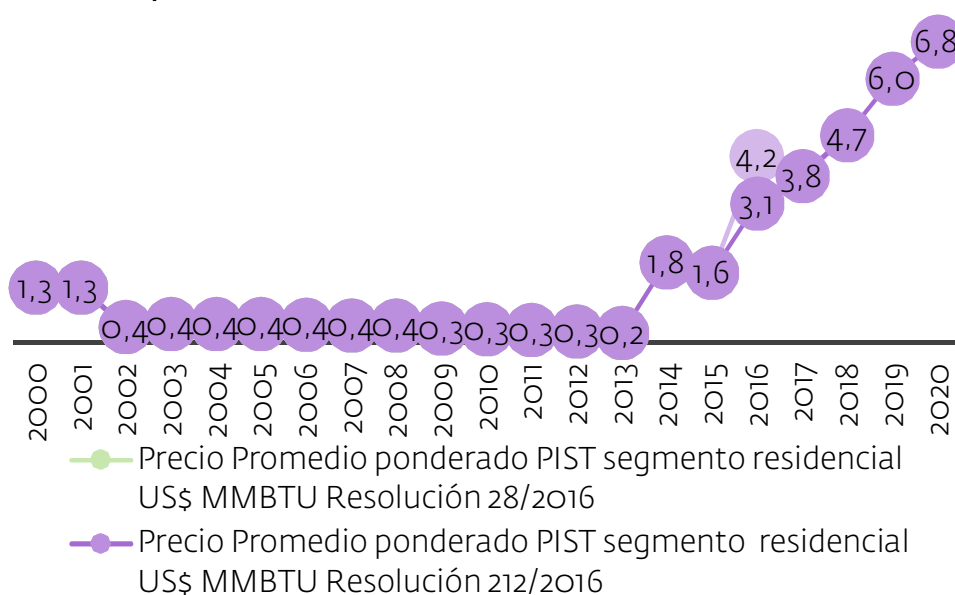
Según la normativa en la que se propone este sendero, Resolución 212 E/2016, el nivel de precios a alcanzar en el año 2019 sería el

que resulte de un funcionamiento hipotético del mercado con libre interacción entre oferta y demanda. La eliminación de los subsidios, respondería, según esta lógica, a la necesidad de eliminar las distorsiones que entorpecen el normal funcionamiento del mercado. Por otra parte, se toma como un valor “razonable” de precio de mercado al precio promedio que se pagó por el gas importado durante el año 2015: 6,78 U\$D/MMBTU.

“[...]Cabe resaltar que los precios de gas en PIST que fije el Estado, en las actuales circunstancias y para los próximos períodos, no afectan los ingresos de los productores (que continúan percibiendo los valores determinados por el plan estímulo) sino que la determinación de dicho precio incide en la entidad del subsidio estatal, considerándose necesario disminuir paulatinamente dichos subsidios de modo que la determinación de valores gradualmente se acerquen a la paridad de importación, referencia del precio de mercado [...]”.

Considerar que el precio interno debe ser igual al precio de importación da cuenta de que se concibe al gas como un commodity en lugar de considerarlo como un recurso estratégico. El planteo permite definir el

Gráfico N°19. Comparación del cuadro tarifario del PIST del segmento residencial entre marzo y octubre



Fuente: elaboración propia.

comienzo de un nuevo período en lo que respecta a la política gasífera, compartiendo muchos elementos con el primer ciclo señalado al comienzo de este apartado.

El precio de importación significa la mezcla de distintos productos hidrocarburos. En este sentido la importación por parte de ENARSA incluye tanto gas natural como gas natural licuado. Por lo tanto, se estaría igualando el precio de gas en boca de pozo que perciben las empresas petroleras con el precio del gas natural licuado, el cual incluye cierta industrialización a diferencia del primero. En primer lugar, cabe destacar que en el año 2014 el precio del gas natural licuado llegó a rondar los 18 U\$/MMBTU. En segundo lugar, actualmente el precio de importación de gas natural como

de gas natural licuado es muy superior al precio de gas en boca de pozo de países desarrollados, como EE.UU.

Respecto de la estrategia de fijación de precios en base al funcionamiento competitivo de este mercado, es importante destacar que se trata de un sector altamente concentrado en el que sólo cuatro empresas explican el 75% de la producción total de gas.

En conclusión, la Resolución 212 – E/2016 establece transformaciones no solo cuantitativas reflejadas en el incremento del precio del segmento residencial, sino también cambios cualitativos en la regulación del mercado de gas que benefician a las empresas petroleras en detrimento de los usuarios.

A continuación se detallan en el cuadro:

Cuadro N°13. Cambios regulatorios en el segmento residencial del mercado de gas

	<i>Kirchnerismo</i>	<i>Macrismo</i>
Estabilidad de precios	Prácticamente se encontró congelado a excepción del aumento del año 2014.	Actualizaciones semestrales.
Moneda de referencia	Pesos argentinos	Dólares estadounidenses
Precio de referencia	Ninguno	Precio de importación de gas
Financiamiento	Co-financiado: Estado Nacional por medio de ENARSA y usuarios	Usuarios
Grado de regulación del precio	Fijación de precios por parte de la Secretaría de Energía con acuerdo de las empresas (Decreto 181/2004)	Fijación de precios por parte de las empresas petroleras (vigencia de la Ley 24.076 art. 83)
Fuente de beneficios de las empresas petroleras	Precio de mercado más subsidios del Estado Nacional (Inyección excedente y reducida)	Precios de mercado relativamente altos: 1) el precio de importación de gas natural como de gas natural licuado es muy superior al precio de gas en boca de pozo de países desarrollados como EE.UU.; 2) se igualará el precio que perciben las empresas petroleras por extraer recursos bajo tierra con el precio del gas natural licuado, el cual, a diferencia del primero, incluye cierta industrialización.

Transferencias originadas en la determinación de los derechos de exportación (T3).

Los derechos de exportación fueron una herramienta empleada a partir de la salida de la paridad cambiaria en el año 2002. Su objetivo original fue desvincular los precios internos de los externos y, de este modo, compensar parcialmente los efectos regresivos de la reciente devaluación. El instrumento se reguló por el Decreto 809/2002, que estableció un gravamen del 20% sobre la exportación de petróleo crudo.

Los precios de los commodities en alza significaron un desafío ya que las entradas de divisas presionaban a la apreciación cambiaria. En el año 2004, por medio de la Resolución 532/2004 del Ministerio de Economía y Producción, se estableció, con un piso del 25%, un esquema de alícuotas escalonadas dependientes del precio internacional. Por lo general, durante el periodo de vigencia de esta resolución, el precio internacional del barril se mantuvo alto y los exportadores debieron abonar en promedio un 20% por encima del anterior importe.

Seguidamente, en el año 2007, por medio de la Resolución 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción, se implementó un esquema completamente móvil estableciendo un valor de corte de U\$D 42 por barril de petróleo crudo. Es decir, la alícuota que se aplicaba dependía de la diferencia entre el precio internacional y el valor de corte. Como este último era fijo y se mantuvo bajo en comparación al precio internacional, la recaudación aumentó significativamente.

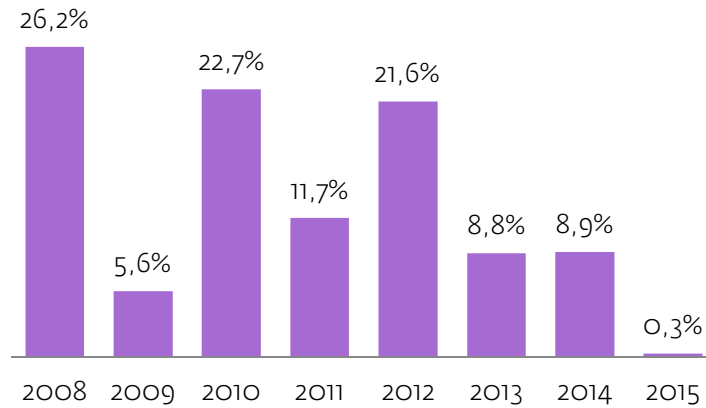
Sin embargo, a principio del año 2013, el valor de corte se aumentó por medio de la Resolución 1/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Este aumentó de los U\$D 42 por barril a los U\$D 70, mientras el precio internacional del petróleo crudo se mantuvo cercano a los U\$D 100 por barril. A partir de septiembre y octubre del 2014, el precio del petróleo se derrumbó, ocurriendo lo mismo con la recaudación de los dere-

chos de exportación. Al poco tiempo, en noviembre de 2014, el esquema de derechos de exportación es modificado por medio de la Resolución 1077/2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Esta última estableció derechos de exportaciones simbólicas del 1% con precios internacionales inferiores a los U\$D 71 el barril. Y derechos de exportación móviles cuando el precio del barril supere dicho precio. Cabe destacar que dicha medida fue llevada a cabo en un contexto con una tendencia a la baja en el precio internacional. Para el mes de diciembre del 2015 el precio del barril ya se encontraba por debajo del valor de corte.

Al observar los niveles de recaudación por la exportación de petróleo crudo se observa que las últimas dos resoluciones sancionadas (1/2013 y 1077/2014) buscaron disminuir los mismos. Si observamos el gráfico se puede ver que las primeras reformas en los esquemas de las alícuotas significaron un aumento de la recaudación en comparación con la situación hipotética de continuidad de los esquemas anteriores. Sin embargo, los cambios a los esquemas de los años 2013 y 2014 significaron una recaudación mucho menor en comparación a la que hubiera sido percibida si hubieran seguido vigentes las anteriores resoluciones. Para este caso, si comparamos los derechos de exportación que se percibieron entre enero de 2013 y diciembre de 2015 y los que se hubieran percibido en el caso en que hubieran continuado en vigencia las resoluciones anteriores, el cambio de regulación implicó un mayor ingreso para las petroleras exportadoras de U\$D 2.022 millones.

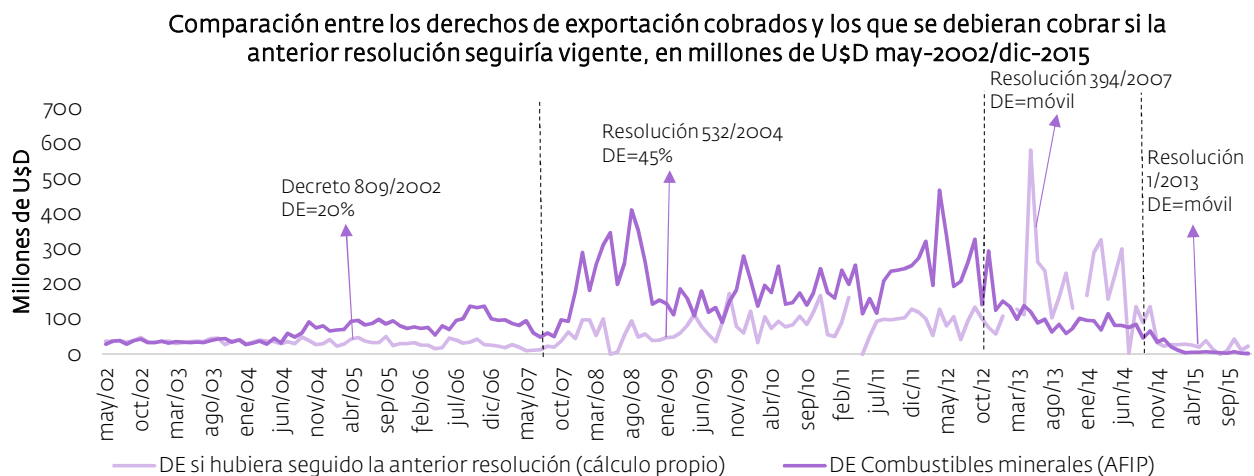
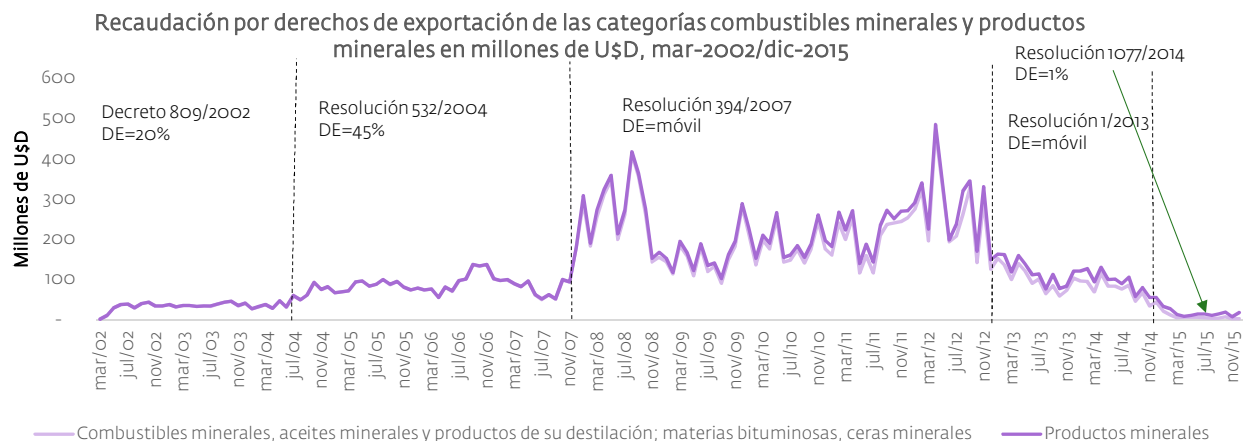
Al observar los datos contables de Pan American Energy, la mayor exportadora de petróleo crudo, el pago de los derechos de exportaciones representada en sus ventas han caído desde el año 2013 hasta casi desaparecer en el año 2015.

Gráfico N°20. Derechos de exportación pagados por la empresa Pan American Energy. % sobre sus ventas brutas.



Fuente: Elaboración propia con datos de balance contable de Pan American Energy varios años

Gráfico N°21 y Gráfico N°22



Fuente: Elaboración propia con datos de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Transferencias originadas en la política cambiaria y en los cambios de cotización de la divisa (T4).

En esta sección centraremos la atención en dos aspectos centrales del mercado cambiario. Por un lado, en el valor de la moneda extranjera (dólar) en la plaza local y, por otro, en las distintas regulaciones que afectan la capacidad de las empresas para movilizar este tipo de moneda.

Cotización de la divisa

Los cambios en la cotización de la divisa implican una modificación de la estructura de los precios relativos de nuestra economía. Los sectores exportadores se benefician porque el precio de sus productos, medido en moneda local, se incrementa. En tanto, los sectores orientados al mercado interno, se pueden ver perjudicados por el encarecimiento de los commodities y de algunos bienes y servicios adquiridos en el exterior necesarios para su actividad.

En el caso de la actividad hidrocarburi-

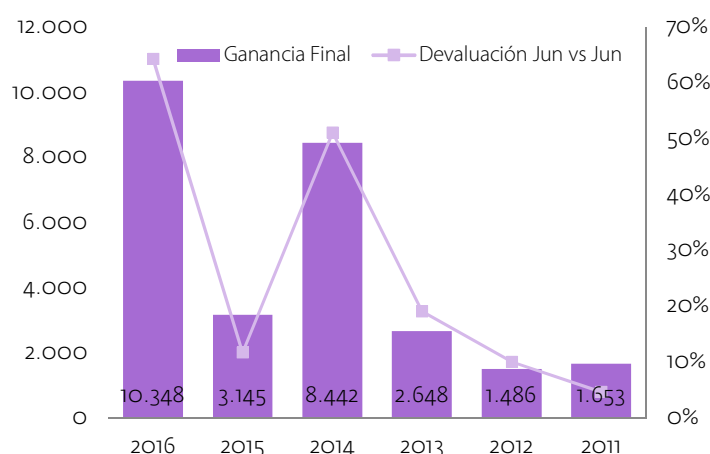
fera las consecuencias de una devaluación son difíciles determinar, aunque diversos factores permiten establecer que, en general, las empresas del sector se ven beneficiadas por un incremento en el valor de la moneda extranjera.

Si consideramos la situación de empresas con una fuerte inserción exportadora, la devaluación se traduce, al igual que en el caso de todos los exportadores, en un incremento de sus ingresos medidos en pesos. Por su parte, la estructura de costos de las compañías está compuesta de bienes y servicios que cotizan en ambas monedas. Esto implica que los costos no se incrementan tanto como los ingresos y, de este modo, la devaluación se traduce en un incremento de las utilidades. Este sería el caso de Pan American Energy, la principal compañía exportadora del país en el rubro analizado.

Como podemos observar en el gráfico a

-49-

Gráfico N°23. Pan American Energy. Ganancia final en el primer semestre en millones de pesos y tasa interanual de devaluación –eje derecho- (2011 a 2016).



Fuente: Elaboración propia. Datos de balances trimestrales de PAE y de BCRA.

continuación, la evolución de los resultados de esta compañía se encuentra íntimamente relacionada con la tasa de devaluación de la economía. En el primer semestre de 2016 la ganancia final de la empresa fue de 10.348 millones de pesos. En el primer semestre de 2015 la ganancia había sido de 3.145 millones. La principal explicación de esta diferencia reside en que la devaluación en el último año (junio 2016 vs junio 2015) fue del 64% y en el período anterior (junio 2015 vs junio 2014) fue del 12%. Lo mismo se repite para el año 2014 respecto de 2013.

Para el caso de las empresas que no son grandes exportadoras las consecuencias de la devaluación son menos obvias. Aquí juega un papel central la política de determinación de los precios internos de los hidrocarburos. Una política tendiente a cotizar dichos bienes en moneda extranjera implicará que, ante una devaluación de la moneda local, los resultados finales de los balances contables de todas las compañías se comporten como si fueran compañías exportadoras.

Regulaciones cambiarias

El otro elemento que nos interesa analizar respecto de la política cambiaria se relaciona con la utilización de las mismas que realizan o pueden realizar las empresas del sector.

Las divisas son un tipo particular de activo financiero y las empresas, según el marco regulatorio vigente en cada período, pueden decidir qué tipo de inversiones realizan con estos activos. Regulaciones más flexibles en el mercado cambiario permiten a las compañías una mayor libertad para utilizarlos. Esta mayor libertad, si bien no necesariamente se traduce en un abultamiento de los resultados finales en los balances contables de las empresas, constituye un importante estímulo para sus actividades.

Luego del establecimiento de las restricciones al mercado de cambios a partir de octubre de 2011, el giro de divisas a las casas matrices por parte de las empresas extranjeras se vio perjudicado. Sin embargo, el nuevo gobierno de Mauricio Macri progresivamente eliminó las regulaciones que impedían a las empresas extranjeras girar sus utilidades y dividendos. No obstante, en el primer semestre de 2016, el sector petro-

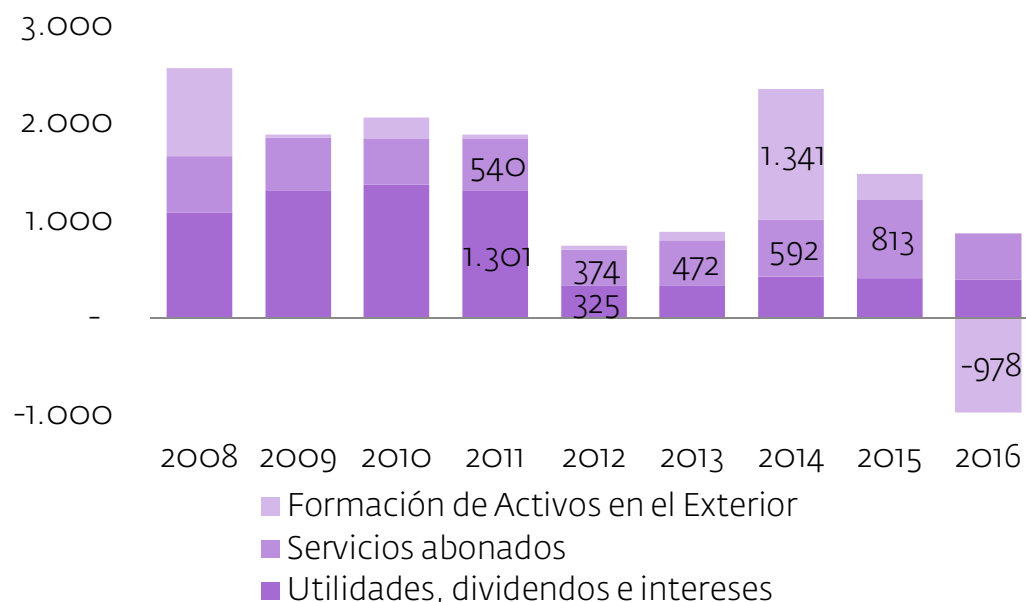
lero en particular no aumentó significativamente el giro de utilidades al exterior.

A partir del año 2012, una vez instaladas las restricciones cambiarias, el sector pudo seguir girando divisas en concepto de servicios (un mecanismo muchas veces utilizado para saltar restricciones impuestas por los países). Entre estos se incluyen servicios empresariales y profesionales, información e informática, servicios de comunicaciones, etc. En el año 2015, el sector pudo girar 813 millones de dólares, mientras que en el año 2014 había girado 592 millones de dólares. Por otro lado, el sector pudo fugar en el año 2014 por medio de “formación de activos en el exterior” 1.341 millones de dólares.

En el primer semestre de 2016 ingresaron 978 millones de dólares en concepto de formación de activos. Según el informe del Banco Central, esto se debe al ingreso de divisas para proyectos de inversión. Sin embargo, es probable que dicha liquidez pueda estar vinculada a la valorización financiera por medio de las altas tasas de interés que el gobierno otorgó a través de las letras emitidas por el Banco Central.

Por otro lado, al observar los ingresos de divisas por préstamos financieros de los distintos sectores de la economía, se destaca la importancia del sector petrolero desde el año 2014. Esto se debe al ingreso de divisas por parte de los préstamos de Chevron para la explotación de Loma Campana. Durante el año 2016, los ingresos de divisas por los préstamos financieros aumentaron para todos los sectores, incluido el sector petrolero. Nuevamente, se plantea como hipótesis el hecho de que los préstamos financieros son utilizados para la valorización financiera y su posterior fuga al exterior.

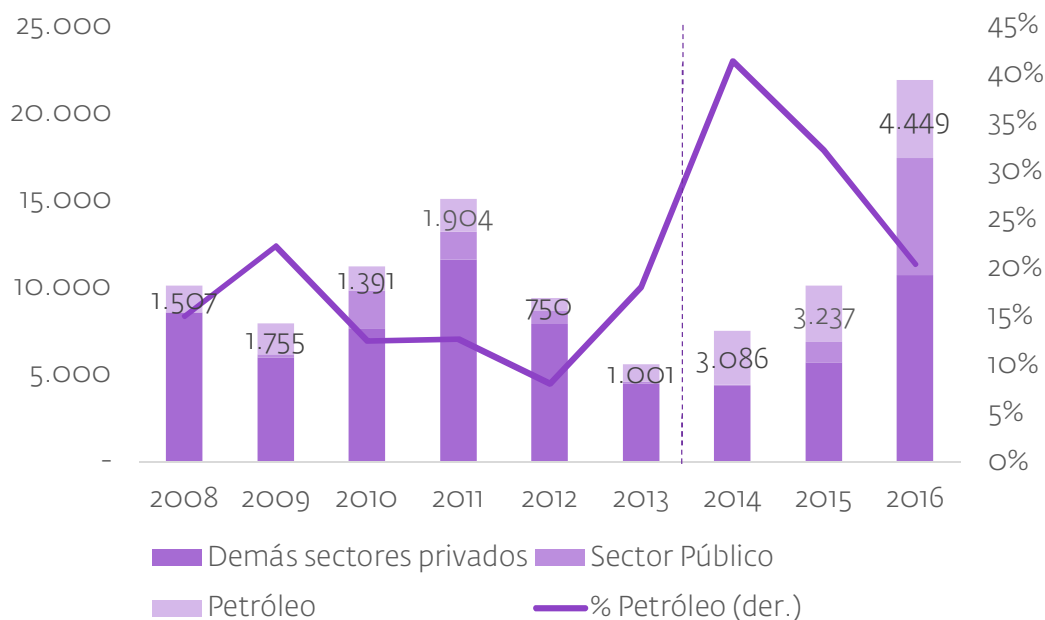
Gráfico N°24. Sector petrolero: pago de utilidades, dividendos e intereses, servicios y formación de activos en el exterior en millones de U\$D



Nota: Año 2016 hasta el mes de agosto.

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance Cambiario BCRA.

Gráfico N°25. Ingresos de divisas por préstamos financieros por sector de actividad, en millones de U\$D



Nota: año 2016 hasta el mes de agosto.

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance Cambiario BCRA

Otros estímulos generales que empresas del sector han aprovechado (T5).

En este caso nos referimos a políticas de estímulo que, si bien no fueron diseñadas para favorecer específicamente la actividad económica analizada, algunas empresas del sector se beneficiaron de ellas.

Línea de créditos para la inversión productiva

En julio del año 2012 la comunicación A5319 del Banco Central creó una línea de financiamiento denominada “Línea de créditos para la inversión productiva”. Los fondos provenían de las distintas entidades financieras que estaban obligadas a prestar al menos el 5% del promedio mensual de los saldos diarios de los depósitos del sector privado no financiero en pesos.

Esta línea estaba destinada a financiar proyectos de inversión destinados a la adquisición de bienes de capital y/o a la construcción de instalaciones necesarios para la producción de bienes y/o servicios. Se fijó una tasa de interés máxima del 15,01% nominal anual fija hasta la cancelación. En el momento de publicación del programa, la tasa de inflación de la economía rondaba el 24%, por lo tanto la tasa de interés fijada para estos créditos resultó una importante transferencia a favor de las empresas que solicitaron los préstamos.

La compañía Pan American Energy fue beneficiada por esta línea de créditos, obteniendo una financiación total por 562 millones de pesos (155 millones en 2012 y 371 millones en 2013).

Cuantificar el monto de este tipo de transferencia resulta bastante complejo metodológicamente. Por una parte, no es conocido el plazo exacto de los préstamos percibidos. Por otra, habría que determinar cuál es el costo de un financiamiento alternativo

para la empresa, suponiendo que la compañía precise ese financiamiento para realizar su actividad. Más allá de estas aclaraciones, según la metodología que se utilice y los supuestos que se realicen, es posible que esta línea de financiamiento haya implicado una transferencia cercana a los 100 millones de pesos para Pan American Energy.

Reembolso a las exportaciones al sur del río Colorado

En noviembre de 2015 el poder ejecutivo emite el decreto 2229/2015. El mismo restablece la vigencia de un programa de estímulo a las exportaciones patagónicas del año 1983 consistente en un reembolso de derechos de exportación para las exportaciones realizadas desde puertos ubicados al sur del río Colorado. La tasa de reembolso es variable entre un 8% y un 11% dependiendo del puerto de embarque.

En el momento de redacción de este decreto los derechos de exportación de petróleo eran del 1% debido al bajo nivel de precios del barril, por lo que este programa no estaría afectando significativamente la situación de las empresas del sector.

Conclusiones y comentarios finales

Los estímulos otorgados entre 2008 y 2015 se orientaron a generar “señales de precios” para frenar la caída de la actividad en un contexto de fuerte incremento de la demanda de energía. Con este objetivo, los funcionarios encargados del área energética redactaron un conjunto de programas de estímulos sectoriales que fue incorporando diferentes beneficios a lo largo del tiempo.

A este contexto, hay que incorporarle un elemento clave de la situación económica del país: la restricción externa se profundizaba a ritmo acelerado y el conflicto de los denominados *fondos buitres* afectaba la posibilidad del ingreso de divisas al mercado local.

Es imaginable que, ante esta situación, la estrategia promovida por los funcionarios del área haya sido la de buscar atraer inversiones externas por medio de una clara señal favorable de precios. En esta visión, el liderazgo de la YPF con mayoría accionaria en manos del Estado, sería central para conducir esas inversiones. En esta línea puede comprenderse el contrato firmado entre YPF y Chevron: El acuerdo se constituye como un conjunto de líneas de crédito (con una tasa de interés o tasa de

retorno garantizada) brindado por la compañía estadounidense a YPF. La necesidad de inversiones en el sector y la falta de dólares fueron problemas que trataron de atacarse al mismo tiempo.

En diciembre de 2015 la conducción del país pasó a manos de un gobierno de corte netamente neoliberal y la estrategia respecto del sector energético fue revisada. Comienza, de este modo, una etapa en la cual se busca que la producción y el consumo de energía sean administrados por el libre juego de la oferta y la demanda.

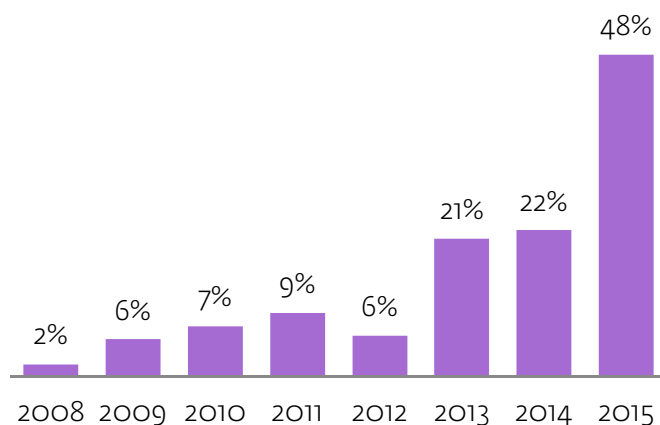
¿Cuánto costó sostener el sector?

En todo el período analizado, desde el cuarto trimestre de 2008, hasta el segundo trimestre de 2016, las transferencias totales a favor de las empresas del sector hidrocarburífero (incluyendo estímulos sectoriales directos, regulaciones de precios y política arancelaria) fueron de 21.535 millones de dólares.

En el año 2008 las transferencias representaron el 2% de los ingresos totales del sector. Este porcentaje fue creciendo a medida

-53-

Gráfico N°26. Transferencias como porcentaje de los ingresos del sector.



Fuente: Elaboración y estimación propia.

Cuadro N°14. Transferencias tipo T1 percibidas por empresa (2008-2016).
En millones de dólares.

	Monto percibido	Participación
YPF	5.266	42,8%
Pan American Energy	3.681	29,9%
Sinopec	662	5,4%
Pluspetrol	634	5,1%
Petrobras	358	2,9%
Total Austral	281	2,3%
Roch	228	1,9%
Resto	1.205	9,8%
TOTAL	12.315	100,0%

Fuente: Elaboración y estimación propia.

que los problemas del sector se profundizaban (caída del precio internacional, agudización de la restricción externa y crecimiento de la demanda) y llegó a representar nada menos que el 48% de la facturación en el año 2015. En ese último año, las transferencias totales fueron superiores a los 6.500 millones de dólares.

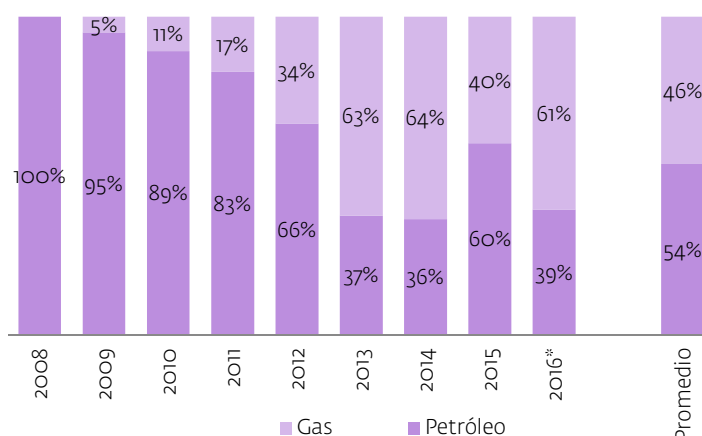
Analizando quiénes fueron los principales beneficiarios de las transferencias originadas en los programas de estímulos sectoriales (estímulos clasificados oportunamente como tipo T1), nos encontramos con que las mismas se dirigieron principal-

mente a las empresas más grandes del sector. Solamente dos empresas (Pan American Energy e YPF) concentraron el 72,7% de los montos transferidos.

También resulta interesante observar la evolución en el tiempo de las transferencias teniendo en cuenta que tipo de hidrocarburo estimularon.

Para el período completo se observa que el estímulo que recibió la producción de petróleo crudo fue mayor que la que recibió la extracción de gas natural, aunque con el correr de los años los estímulos a esta última actividad se fueron incrementando.

Gráfico N°27. Transferencias totales según tipo de hidrocarburo estimulado.



*2016: Datos hasta 30/6

Fuente: Elaboración y estimación propia.

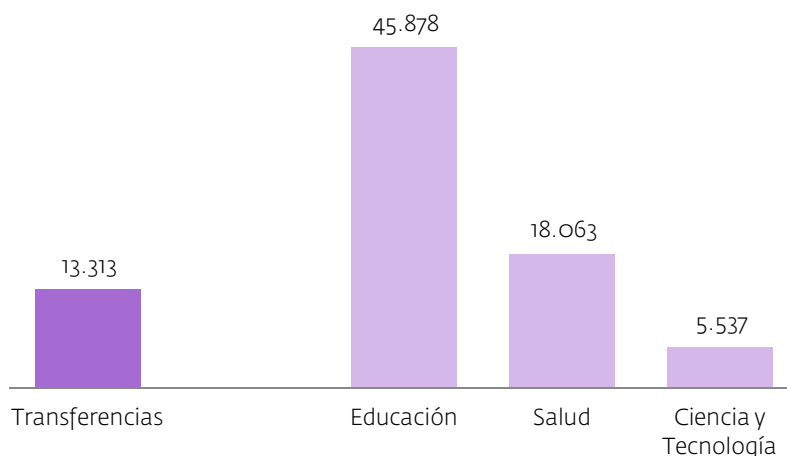
Recursos estatales transferidos a las empresas.

Si tomamos el período 2009 a 2015 (los 6 años completos analizados en este trabajo), las transferencias estatales fueron de 13.313 millones de pesos. Este monto incluye no sólo las transferencias originadas en los programas de estímulo sectoriales (tipo T1) sino también aquellas transferencias que se originaron en cambios favorables a las empresas en el régimen de determinación de los derechos de exportación del sector (tipo T3). Estas últimas, si bien no implican una erogación para el fisco, conllevan una reducción de los ingresos estatales equivalente al monto total de los derechos de exportación dejados de percibir.

Para este mismo período, este monto es equivalente al 29% de los gastos del Ministerio de Educación, al 73% de los gastos del Ministerio de Salud y representa más de dos veces las erogaciones correspondientes al Ministerio de Ciencia y Tecnología.

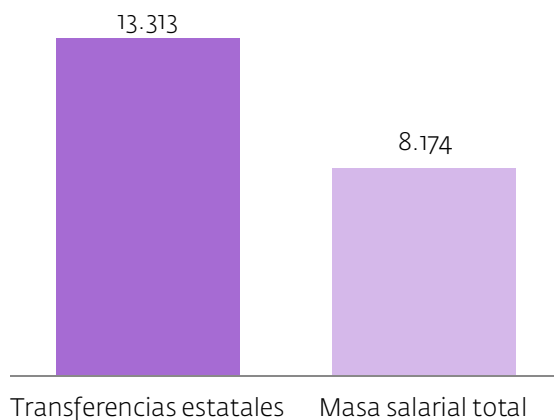
Según los balances contables de las compañías del sector, entre el 6% y el 10% de los ingresos totales de las empresas se destina al pago de salarios. Se puede estimar que la masa salarial total pagada por las compañías entre 2009 y 2015 fue de 8.174 millones de dólares. Las transferencias proporcionadas por el Estado en el mismo período fueron, como vimos, de 13.313 millones. El Estado Nacional pagó de este modo, un 60% por encima de la totalidad de los salarios del sector.

Gráfico N°28. Transferencias estatales al sector hidrocarburífero y gastos de ministerios seleccionados. Total acumulado 2009 a 2015. En millones de U\$D.



Fuente: Elaboración y estimación propia. Datos fiscales de Oficina Nacional de Presupuesto. Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación.

Gráfico N°29. Transferencias estatales al sector hidrocarburífero y masa salarial total del sector. Total acumulado 2009 a 2015. En millones de U\$D.



Fuente: Elaboración y estimación propia.

Cambios políticos: si no paga el Estado, pagan los hogares.

Entre 2008 y 2014 prácticamente la totalidad de las transferencias analizadas fueron cubiertas con recursos estatales (ya sea por subsidios directos, por ingresos que se dejaron de percibir, o por un mayor precio, abonado por CAMMESA en el caso de Gas Plus). Enmarcada en la estrategia económica general del Poder Ejecutivo, la política energética buscó lograr el autoabastecimiento evitando al mismo tiempo un incremento de las tarifas para los consumidores.

Sobre finales de 2014 comienza la política de sostenimiento del precio interno del barril de crudo por encima del internacional. Esta estrategia determinó que en el año 2015, una parte importante de las transferencias sea cubierta por los hogares a través de los incrementos de precios en los distintos eslabones que utilizan el petróleo como insumo.

En diciembre de 2015 Mauricio Macri asume la presidencia del país y designa a Juan José Aranguren al frente del Ministerio de Energía y Minería. La nueva gestión buscó rápidamente disminuir los subsidios pagados por el Estado Nacional mediante una estrategia que no comprometiera la rentabilidad de las empresas del sector. La solución fue incrementar fuertemente el precio del gas en boca de pozo y trasladar este incremento a los usuarios finales mediante

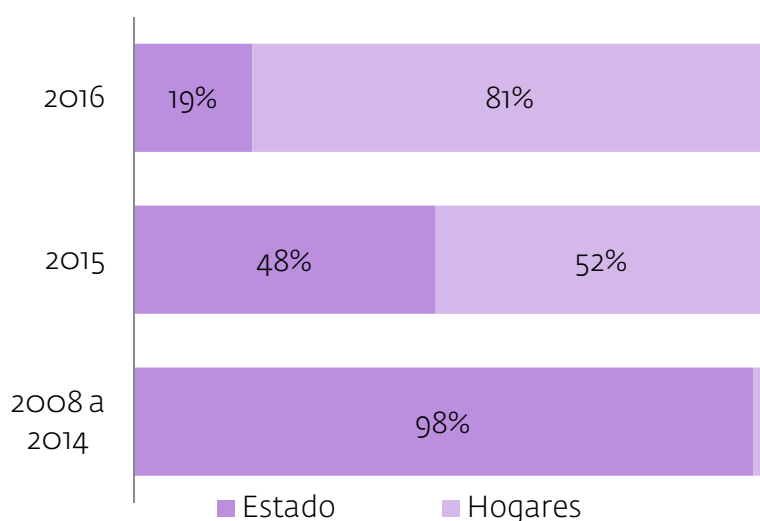
un fuerte aumento de las tarifas de los servicios públicos de gas y electricidad.

En el año 2016, la política tarifaria respecto del gas implicó un enorme traslado de recursos desde los usuarios hacia las empresas del sector, al mismo tiempo que redujo el nivel de los subsidios estatales. De este modo, los hogares pasaron a financiar el 81% de las transferencias percibidas por el sector hidrocarburífero.

Por otra parte, la fuerte devaluación de la moneda local permitió que las empresas exportadoras de petróleo mejoren también su situación económica (recordemos el ejemplo expuesto anteriormente del balance de Pan American Energy). Los precios internos del barril de petróleo crudo crecieron también acompañando parcialmente esta devaluación por lo que las compañías del sector no se vieron seriamente afectadas por la disminución de los subsidios otorgados.

La visión sobre el sector promovida por la nueva gestión económica, que pretende equiparar los precios internos de los hidrocarburos a los precios internacionales, se sustenta en una concepción que define a este tipo de productos como si fueran verdaderos commodities, transables en el mercado internacional y cuyo precio debe ser el resultado del “libre juego” de la oferta y la demanda. Esto representa un cambio cualitativo importante cuyas consecuencias son difíciles de predecir.

Gráfico N°30. Transferencias totales según el actor económico que las financia.



Fuente: Elaboración y estimación propia.

El desafío a futuro: la necesidad de pensar políticas de largo plazo para el sector

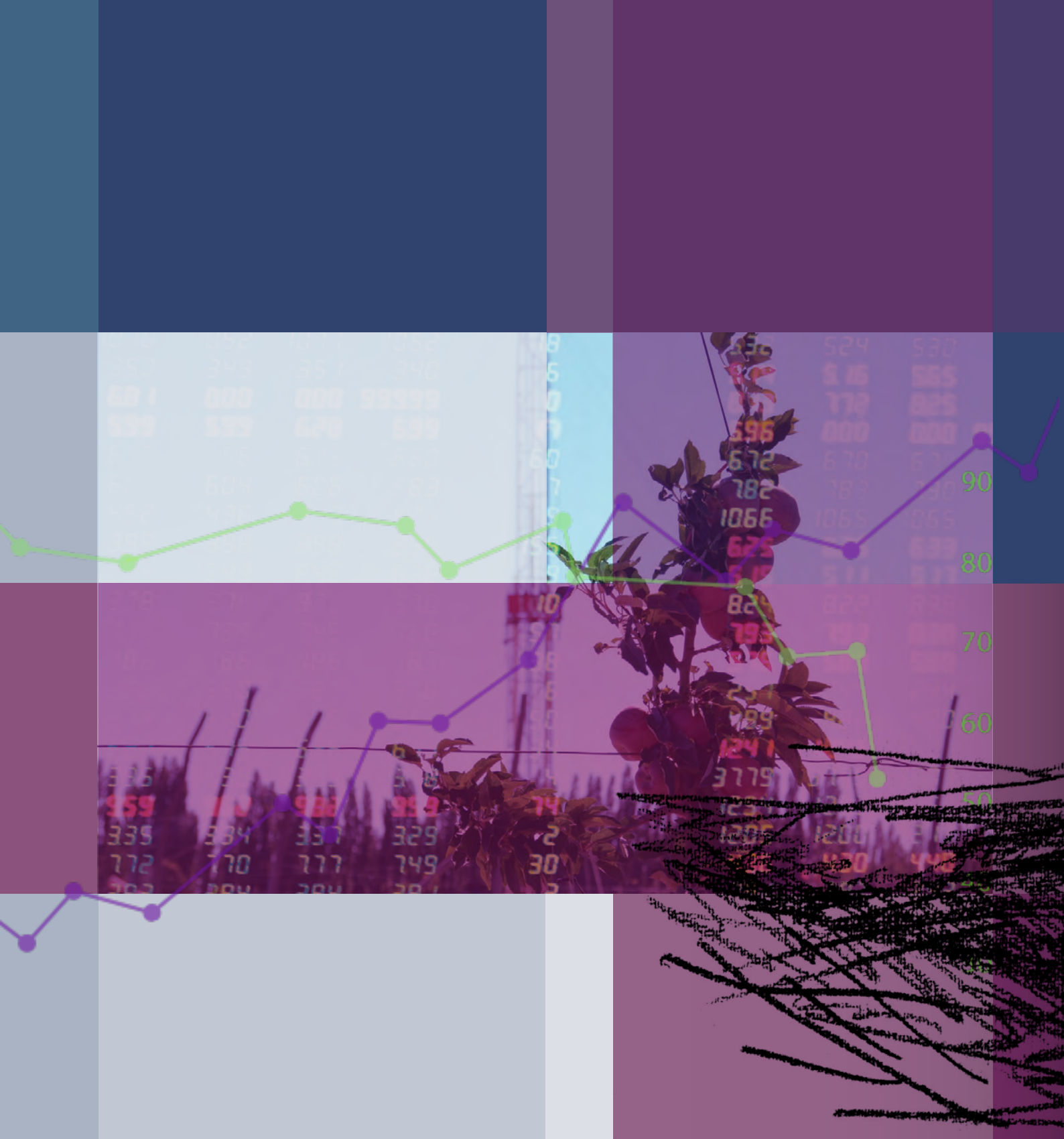
El sector hidrocarburífero es un sector clave para cualquier economía. Su importancia reside en que se trata de una actividad cuyos efectos se expanden, por distintos canales, hacia muchísimas esferas de la vida de los habitantes de un país. En primer lugar, la extracción y el uso de los hidrocarburos conllevan un impacto ambiental enorme. En segundo lugar, la política tarifaria del sector define el acceso de los ciudadanos a la energía en sus hogares. Por otra parte, los efectos de la política energética se replican sobre todos los sectores sensibles a este tipo de bienes, en particular la industria y el transporte. Por último, en un país con las características de Argentina, en tanto consumidor y generador de divisas, este sector juega un papel importante.

En todo el período analizado el eje de la política energética estuvo puesto del lado de la producción al estimular a las empresas para que incrementen sus niveles de extracción y exploración, dejando de lado dos aspectos esenciales de este sector estratégico:

- El impacto socio-ambiental de la producción generado por una intensificación de la actividad extractiva concentrada especialmente en los no convencionales
- La continuidad de un esquema de consumo energético ineficiente desde el punto de vista económico y ambiental.
- La importancia de este sector determina la necesidad de establecer políticas profundas de largo plazo que contemplen al menos los siguientes aspectos:
 - Recuperar la capacidad de conducción del sector por medio de una fortalecida empresa estatal con participación ciudadana en las decisiones.
 - Desconcentrar el segmento privado del mercado.
 - Proteger el medio ambiente y fomentar la diversidad productiva de las zonas de extracción de hidrocarburos.
 - Fomentar la diversificación de la oferta primaria de energía.
 - Bajo la premisa de que la energía es un derecho, garantizar el acceso de toda la sociedad a los recursos energéticos.
 - Estimular un uso racional y eficiente de la energía, primordialmente en el transporte y en la industria.

Bibliografía y fuentes consultadas

- AFIP en línea:** <http://www.afip.gov.ar/>
- ARCEO, Nicolás 2016 (a).** *Transferencia de recursos en la cadena gasífera*. Tercer Congreso de Economía Política. Departamento de Economía Política del Centro Cultural de la Cooperación y la Universidad Nacional de Quilmes.
- ARCEO, Nicolás et al. 2016 (b).** *Revista Soberanía Energética Fundación Generación del Sur* N°1, en línea: <http://generaciondelsur.com.ar/>
- ARELOVICH, Sergio 2010.** *Subvenciones energéticas. Informe preliminar sobre estudios existentes para América Latina*. Friedrich Ebert Stiftung, Proyecto Regional de Energía y Clima.
- ARELOVICH, Sergio et al. 2015.** *Frack Inc. Tensión entre lo estatal, lo privado, lo público y el futuro energético*. Taller Ecologista, En línea: <https://cl.boell.org/es/2016/03/18/frack-inc-tension-entre-lo-estatal-lo-publico-lo-privado-y-el-futuro-energetico>
- BARRERA, Mariano 2012.** *Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF*. Cuadernos del CENDES, año 29, N°80.
- BARRERA, Mariano 2013.** *Desregulación y ganancias extraordinarias en el sector hidrocarburífero argentino*. Política y cultura N°40, pp. 177-199, Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Xochimilco, México.
- BARRERA, Mariano 2014.** *La entrega de YPF. Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires: Atuel, Colección Cara y Ceca.
- BERTINAT, Pablo et al. 2014.** *20 Mitos y Realidades del Fracking.*: El Colectivo. Colección Chico Mendes Buenos Aires, Argentina. En línea: <http://www.opsur.org.ar/blog/2015/06/03/20-mitos-y-realidades-del-fracking/>
- COMISIÓN NACIONAL DE VALORES** en línea: <http://www.cnv.gob.ar/web/>
- KNOBEL, Andrés 2016.** *Fiscal model Vaca Muerta-Loma Campana*. Open Oil. En línea: <http://openoil.net/vaca-muerta-model-and-narrative-report-2/>
- KOZULJ, Roberto 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*. CEPAL, Santiago de Chile, Chile.
- KOZULJ, Roberto 2012.** *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*. CEPAL, Naciones Unidas, Santiago de Chile, Chile.
- MERCADO ELECTRÓNICO DEL GAS** en línea: <http://www.megsa.com.ar/>
- MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS 2012.** *El Informe Mosconi*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA** en línea: <https://www.minem.gob.ar/index.html>
- MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, SECRETARÍA DE HACIENDA** en línea: <http://www.economia.gob.ar/secretarias/hacienda/>
- MURAS, Romina et al. 2015.** *Los subsidios energéticos en Argentina*. Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) Instituto Argentino de la Energía “GRAL. MOSCONI” (IAE). En línea: <http://web.iae.org.ar/documentos-iae/los-subsidios-energeticos-en-argentina/#.WDoHP333TVI>
- NAVAJAS, Fernando 2015.** *Subsidios a la energía, devaluación y precios*. FIEL, Argentina.
- PÉREZ ROIG, Diego 2016.** *Explotación de hidrocarburos en la Argentina posconvertibilidad (2002-2013): entre el valor económico y la importancia estratégica*. En *Desarmando el Modelo: Desarrollo, conflicto y cambio social tras una década de neodesarrollismo*. Editorial el Colectivo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- SCHORR, Martín et al. 2015.** *Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741) Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores*. CEPAL. Santiago de Chile, Chile.
- URBIZTONDO, Santiago 2016.** *La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político*. FIEL, Argentina.



www.ejes.org.ar

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

 **observatorio
petrolero sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

**TALLER
Ecologista** 
Rosario/Argentina