

Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina

2017-2018

Mayo 2018 / documento FARN*

*Desde FARN queremos agradecer a aquellos revisores que desinteresadamente han colaborado en la edición de este trabajo.



RESUMEN EJECUTIVO	03
1. INTRODUCCIÓN	05
1.1. El G20 y los subsidios a los combustibles fósiles	06
1.2. La Organización Mundial del Comercio (OMC) y los subsidios a los combustibles fósiles	07
1.3. Los subsidios en otros compromisos internacionales	08
2. ACTORES DE LA CADENA DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	09
2.1. Empresas públicas	16
2.2. Empresas mixtas	16
2.3. Fondos Fiduciarios	17
3. MARCO DE POLÍTICAS PARA LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	19
3.1. Petróleo	19
3.2. Gas	21
3.2.1. Subsidio a la importación de gas	21
3.2.2. Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I)	21
3.2.3. Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II)	21
3.2.4. Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales	23
3.3. Medidas que afectan a todos los combustibles fósiles	23
3.3.1. Convenio colectivo de trabajo	23
3.3.2. Medidas vinculadas al comercio exterior	24
3.3.3. Subsidios al consumo	24
4. LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS EN ARGENTINA	25
4.1. Los subsidios en el 2017	27
4.1.1. Subsidios e inversión	33
4.1.2. Subsidios y producción	35
4.1.3. Fondos al consumo	37
4.1.4. Emisión de deuda	37
4.2. Los subsidios en el 2018	38
4.3. Gastos tributarios	41
4.4. Los subsidios a futuro: los planes para 2019	42
4.5. Análisis comparativo 2017 / 2018	44
5. LA REFORMA TRIBUTARIA	49
6. PALABRAS FINALES	51
7. BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA	53
Anexo I: Beneficiarios de las transferencias corrientes de ENARSA durante 2017	56
Anexo II: Beneficiarios por provincia del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo - Ley 26.020 (Dato a Agosto de 2017)	57
Anexo III: Ley de Promoción de los Biocombustibles: 26.093 y 26.334	58

RESUMEN EJECUTIVO

En un contexto internacional en el cual se debaten los subsidios a los combustibles fósiles y se propone eliminarlos como una medida para evitar llegar a un incremento de la temperatura global de 2°C, es imperativo que los países revisen sus esquemas de promoción a las actividades extractivas vinculadas a los hidrocarburos. Al respecto, miembros del G20 deben asumir la responsabilidad de contar entre sus miembros a los mayores emisores de gases de efecto invernadero y los mayores subsidios modificando sus políticas financieras destinadas a los combustibles fósiles.

Argentina, asumiendo la presidencia del G20 este año y con su postulación para el ingreso a la OCDE, debe comprometerse en esta materia. El gobierno ya ha establecido medidas para fomentar la generación de energía renovable y reducir la balanza de pagos deficitaria en el sector energético, de la mano de los cuantiosos subsidios al consumo y la producción.

Las medidas instrumentadas en el último plazo tendientes a la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles se evidencian en los fondos ejecutados para 2017 y los montos presupuestados para 2018. Si bien la premisa es destinar menores fondos a los subsidios fósiles, el recorte comenzó por parte de los consumidores manteniendo el financiamiento a empresas petroleras y gasíferas, financiamiento con un gran costo fiscal dado la cancelación de deuda que actualmente realiza el Tesoro Nacional de fondos que debieron haber sido erogados con el esquema de incentivos aplicado años anteriores.

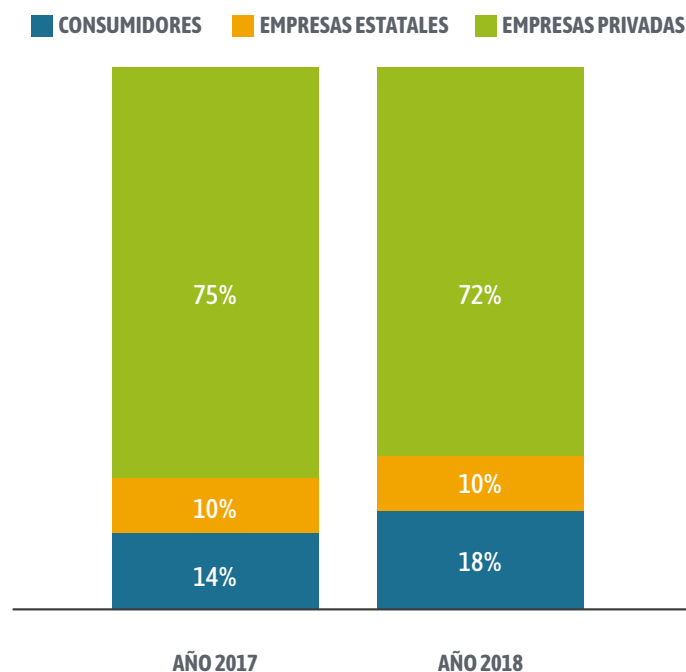
El presente trabajo apunta a analizar cuánto dinero público se destina a la cadena de valor de los combustibles fósiles a través de subsidios, teniendo en cuenta: cómo se compone la cadena de valor de los combustibles fósiles y los actores más beneficiados; los programas o normativas que existen para incentivar la producción de hidrocarburos, y cómo se categorizan esos subsidios.

Para 2017, los subsidios implicaron un 5,6% del presupuesto nacional y un 3,1% para el 2018, con montos de US\$ 9.487 millones a US\$ 6.901 millones respectivamente. Estos montos representaron el 1,74% del Producto Bruto Interno (PBI) en el 2017 y el 1,26% para el 2018 con un descenso interanual del 27%.

Si se analizan las partidas presupuestarias del sector energético en el marco del presupuesto nacional para 2017, el 90% de las partidas identificadas al sector corresponden a subsidios para la generación de energía a través de carbón, petróleo, gas, grandes hidroeléctricas y nucleares. El 77% de las partidas contrarias se corresponden a subsidios para la generación y el consumo de energía producida a través de petróleo y gas.

Entre los montos erogados en 2017, US\$ 1.200 millones se destinaron a empresas vinculadas a los combustibles fósiles, siendo las principales beneficiarias de los subsidios del sector (gráfico a continuación). Este valor implicaría presupuesto suficiente para construir 300 escuelas, cubrir el salario a 100.000 docentes por un año o la construcción de 9 hospitales.

GRÁFICO: BENEFICIARIOS DE LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



Fuente: Elaboración propia.

El 96% de los fondos son recibidos por 16 de las 41 empresas beneficiarias, las cuales no han realizado proyectos de inversión más allá de los fondos que percibieron del Estado. Por tanto, el Estado está pagando en algunos casos activos durables que quedarán en posesión de las empresas.

Se estima que en el marco del presupuesto 2018 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) reciba US\$ 3.935 millones en concepto de subsidios para redistribuir entre consumidores y productores, por tanto, el 80% de los gastos proyectados de este organismo son subsidios a los combustibles fósiles. En 2017, este porcentaje fue de 75%.

Con las medidas implementadas a lo largo del período analizado, se observa una caída en los fondos para los subsidios, tanto para productores como para consumidores. Esta reducción se dio acompañada de un proceso de incremento de tarifas que se traduce en una transferencia de fondos de los consumidores a los productores para mantener un esquema de inversiones que se ha mostrado poco eficiente en la generación de nuevas inversiones y proyectos.

Por tanto, los incentivos de precios han demostrado no ser una herramienta eficiente para incentivar las inversiones, poniendo de manifiesto la necesidad de un plan energético a largo plazo, que brinde previsibilidad y estabilidad para la atracción de las mismas, y que tenga en cuenta la sustentabilidad ambiental, social y económica.

1. INTRODUCCIÓN

Argentina ha atravesado en los últimos años una crisis energética caracterizada por el incremento del consumo sin una adecuada respuesta por parte de su generación. Para hacer frente al crecimiento de la demanda, las respuestas han sido cortoplacistas, principalmente con la importación de petróleo y gas (tanto de países vecinos como de algunos distantes, como Qatar) así como también a través del incremento de los subsidios al consumo.

En busca de revertir tal tendencia, el gobierno ha establecido entre sus objetivos el Acuerdo Federal Energético, el cual contempla medidas para fomentar la generación de energía y reducir la balanza de pagos deficitaria en el sector, considerando a la energía como un elemento esencial en el desarrollo económico y social del país.

Este Acuerdo menciona la importancia de desarrollar a largo plazo un Plan Energético Estratégico que incluya objetivos, metas y una definición de los proyectos de inversión prioritarios, lo cual deja en manifiesto la ausencia actual de cómo llevar a cabo los objetivos planteados.

Firmado por los gobernadores de todas las provincias de Argentina, el Acuerdo propone para superar a corto plazo los problemas energéticos la exploración y explotación de hidrocarburos (tanto convencionales como no convencionales, onshore y offshore). La matriz energética argentina está conformada principalmente por gas y petróleo que suponen el 86% de la oferta (52% y 34% respectivamente).

Según datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) Argentina posee la segunda reserva de gas de esquisto (por su cantidad) a nivel mundial, lo cual ha resultado en la penetración estatal de nuevas fronteras extractivas muy riesgosa en términos económicos, ambientales y sociales, alentando el avance de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en sus áreas protegidas, territorios indígenas o ecosistemas frágiles (Pérez Castellón, 2016). Nuestro país posee la mayor cantidad de operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracking en América Latina¹: hasta 2014 representaban el 4% de la producción nacional de petróleo y el 15% de la de gas (Montamat, 2016).

La importación de gas representa el 11% del suministro a través de esa fuente, mientras que en el caso del petróleo la compra en el exterior representa el 3%, finalmente el 99% del carbón consumido es importado. El gas natural es importado desde Bolivia y Chile, pero también ingresa Gas Natural Licuado en barcos provenientes de Trinidad y Tobago, Qatar y Nigeria, principalmente. En síntesis, **el 8% de la matriz energética nacional depende de la importación de combustibles fósiles.**

Las acciones y decisiones en el sector energético deben evaluarse dentro de un contexto de necesidad de generación y en respuesta a los desafíos planteados por el cambio climático dados por una matriz energética principalmente compuesta por combustibles fósiles y los cambios en el uso del suelo. Sin embargo, se observa una tendencia con singulares contrastes en lo que hace a las decisiones del gobierno en la materia (Nápoli, 2017), priorizando la ejecución de políticas con el objetivo de obtener soluciones de corto plazo frente a problemas coyunturales, necesitando para el avance de las políticas un horizonte de planificación de largo plazo, que excede en muchos casos la gestión de los mandatos de la política.

1. El yacimiento Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina (que incluye las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa) con una superficie de 30 mil km². La misma tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y 16,2 miles de millones de barriles de petróleo, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina.

1.1. El G20 y los subsidios a los combustibles fósiles

A partir del año 2009 se incorpora en la agenda del Grupo de los 20 (G20) el debate acerca de los subsidios a los combustibles fósiles. Al respecto, en la Declaración de Pittsburgh, los presidentes del G20 se comprometen a: *“Retirar y racionalizar paulatinamente en el mediano plazo los ineficientes subsidios a combustibles fósiles, al tiempo que se proporciona un apoyo dirigido a los más pobres. Los subsidios a los combustibles fósiles son ineficientes porque fomentan el despilfarro, distorsionan los mercados, reducen nuestra seguridad energética, impiden la inversión en fuentes de energía limpias y socavan los esfuerzos para hacer frente a la amenaza del cambio climático.”*

Más adelante, la mencionada declaración, indica el aspecto benéfico en la eliminación de los mismos: *“La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y la Agencia Internacional de la Energía (AIE) han descubierto que la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles para 2020 reduciría las emisiones globales de gases de efecto invernadero en 2050 un 10%.”* Asimismo, en el documento se menciona que el 8% del dinero gastado en subsidios a los combustibles fósiles sólo beneficia al 20% más pobre de la población.

El G20 reúne a las economías que representan más del 80% de producto interno bruto (PIB) a nivel planetario, englobando a dos tercios de la población y a los mayores países del mundo en términos territoriales. Sus miembros concentran tres cuartas partes del comercio global y, entre ellos, se encuentran los quince mayores exportadores a nivel mundial (Schneider et al, 2017). Asimismo, concentran el 75% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, de allí la importancia en los compromisos determinados en esta materia.

Sin embargo, los compromisos asumidos por el G20 en sus contribuciones nacionales determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) no son suficientes para cumplir con los objetivos planteados en el Acuerdo de París (Climate Transparency, 2017). En este espacio la reducción en el consumo de los combustibles fósiles es una herramienta fundamental para evitar llegar a un incremento de la temperatura global de 2° centígrados. Por tanto, los países del G20 no sólo deben asumir su responsabilidad en la mayor generación de gases de efecto invernadero, sino también sus capacidades tecnológicas y financieras para hacer frente a esta situación.

En particular, los países del G20 no están siendo eficientes en la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles, por el contrario, mantienen una gran cantidad de dinero con el fin de continuar generando energía a través de los mismos, a pesar de haber incrementado sus flujos de fondos hacia energías renovables y a una mayor eficiencia en el uso de los fósiles. De hecho, entre 2013 y 2014, instituciones financieras de los países del G20 (en su mayoría de origen estatal) han invertido US\$ 88 miles de millones en proyectos vinculados al carbón, petróleo y gas (Climate Transparency, 2017). Asimismo, para 2014 se estima que los subsidios a los combustibles fósiles de los países del G20 alcanzaron un monto total de US\$ 230 billones (Climate Transparency, 2017).

A nivel nacional, una reforma en el esquema de apoyo a los combustibles fósiles permitiría liberar recursos, que son escasos para los gobiernos, y reorientarlos a políticas frente a hogares con necesidades básicas insatisfechas y estimular la creación de empleo, entre otros (OCDE, 2012).

En el marco del G20 se acordó tomar la definición de subsidio planteada por la Organización Mundial del Comercio (OMC), establecida en el Acuerdo de Subvenciones y Medidas Compensatorias² y aceptada por todos sus países miembros (164 a julio de 2016). En el mismo se establece que hay subvención o subsidio cuando *“el gobierno realice una contribución financiera a una actividad o esgrime alguna forma de sostenimiento de los ingresos o precios para la misma. Entre ellas se encuentran:*

2. https://www.wto.org/spanish/docs_s/legal_s/24-scm.pdf

- i. *transferencia directa de fondos (por ejemplo, donaciones, préstamos y aportes de capital) o pasi vos (por ejemplo, garantías de préstamos);*
- ii. *condonación de pagos al fisco (por ejemplo, incentivos tales como desgravaciones fiscales);*
- iii. *proporción bienes o servicios (que no sean de infraestructura general) o compre bienes;*
- iv. *mecanismos de financiación.”*

Esta definición es además aceptada por los miembros del G20, siendo todos ellos también parte de la OMC.

Los subsidios se aplican buscando proteger a la industria nacional, reduciendo la dependencia de la importación, buscando favorecer a grupos vulnerables, etc. Sin embargo, los mismos pueden afectar la asignación de recursos, concluyendo en fallas de mercado y externalidades negativas. En este caso, la ineficiencia económica de estos instrumentos (Galperín et al, 2010) puede resultar tanto entre los consumidores (demanda de energía) como entre los proveedores (oferta). Entre los primeros, pueden resultar en un mayor consumo y una menor eficiencia en el mismo. Al respecto de los generadores de energía, estos subsidios pueden disminuir los incentivos para la reducción de costos y la incorporación de tecnología.

En este trabajo en particular, el foco de análisis está en el subsidio a los combustibles fósiles, entendiéndose por los mismos a aquellos basados en carbono, procedentes de depósitos de hidrocarburos fósiles, incluidos el carbón, la turba, el petróleo y el gas natural (IPCC, 2007).

Se incluye también a los biocombustibles, principalmente dado el uso que se realiza en la matriz nacional como corte en nafta o gasoil en el uso para el transporte. Además, las medidas de apoyo a los biocombustibles han demostrado ser distorsivas de los mercados agrícolas, y ser poco efectivas con el objetivo de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GSI, 2010). Por su parte, son considerados también los subsidios a la electricidad, ya que el petróleo y el gas son las principales fuentes de generación eléctrica, ganando cada vez más preponderancia el segundo.

1.2. La Organización Mundial del Comercio (OMC) y los subsidios a los combustibles fósiles

En el marco del Undécimo período de sesiones de la Conferencia Ministerial de la OMC realizada en Buenos Aires, se publicó la Comunicación Ministerial sobre la Reforma a las Subvenciones a los Combustibles Fósiles³, apoyada por: Chile, Costa Rica, Islandia, Liechtenstein, México, Noruega, Nueva Zelandia, la República de Moldova, Samoa, Suiza, el Territorio Aduanero Distinto de Taiwán, Penghu, Kinmen y Matsu, y Uruguay.

En el marco de la misma se reconoce que los subsidios a los combustibles fósiles *“fomentan el consumo ineficiente, colocan en situación de desventaja a las energías renovables y merman las inversiones en eficiencia energética, y que si se aborda eficazmente la cuestión de las subvenciones a los combustibles fósiles se obtendrán beneficios desde el punto de vista comercial, económico, social y ambiental”*, indicando que durante 2015 el monto de estos subsidios ascendía a US\$ 425.000 millones de dólares.

En este contexto, las economías signantes (entre las cuales se encuentra ausente Argentina) alientan a la comunidad internacional a eliminar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles, reconociendo que dicha reforma es una prioridad que permitirá la liberación de fondos para otras prioridades de desarrollo.

3. <https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/SS/directdoc.aspx?filename=s:/WT/MIN17/54.pdf>

1.3. Los subsidios en otros compromisos internacionales

La reducción de los subsidios a los combustibles fósiles no sólo ocupa parte de la agenda del G20, sino que es parte del debate de las Naciones Unidas en el marco de los distintos convenios ambientales que se debaten en su seno. Por ejemplo, en el marco del Convenio de la Diversidad Biológica (CDB), las metas Aichi⁴ indican pautas a seguir por sus firmantes, entre las cuales se destaca la número 3:

“Para 2020, a más tardar, se habrán eliminado, eliminado gradualmente o reformado los incentivos, incluidos los subsidios, perjudiciales para la diversidad biológica, a fin de reducir al mínimo o evitar los impactos negativos, y se habrán desarrollado y aplicado incentivos positivos para la conservación y utilización sostenible de la diversidad biológica de conformidad con el Convenio y otras obligaciones internacionales pertinentes en armonía con ellos, tomando en cuenta las condiciones socioeconómicas nacionales.”

En 2012 este compromiso se reafirma en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible, la cual tuvo lugar en Río de Janeiro. En el documento final, se menciona⁵:

“Los países reafirman los compromisos contraídos para eliminar los subsidios perjudiciales e ineficientes a los combustibles fósiles, que alientan a consumir excesivamente y socavan el desarrollo sostenible. Invitamos a otros a que consideren la posibilidad de racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles mediante la eliminación de las distorsiones del mercado, incluidas la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para que se pongan de manifiesto sus efectos ambientales, y que esas políticas tengan plenamente en cuenta las necesidades y condiciones particulares de los países en desarrollo, a fin de reducir al mínimo los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y las comunidades afectadas.”

Por su parte, entre los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)⁶ el objetivo 12 que busca garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles, establece como meta: *“Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas.”*⁷

4. <https://www.cbd.int/doc/strategic-plan/2011-2020/Aichi-Targets-ES.pdf>

5. Párrafo 225, <http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/66/288>

6. En septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad estableciendo una agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años.

7. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-consumption-production/>

2. ACTORES DE LA CADENA DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

La cadena de los hidrocarburos en Argentina consta de 5 etapas: la exploración y extracción del petróleo y el gas; transporte; refinación/tratamiento; distribución y consumo.

El mercado se encuentra concentrado en empresas integradas verticalmente con distintos eslabones, dada la característica de capital intensiva de las etapas de extracción y refinación (MHyFP, 2016). Los actores de la cadena se ubican en función de la disponibilidad de recursos naturales para obtención del producto final. Existen cinco cuencas productivas, que se extienden en las provincias de Formosa, Salta, Jujuy, Mendoza, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego (MHyFP, 2016).

Según datos del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas (MHyFP, 2016), la actividad de exploración se mantuvo estable entre 2010 y 2015, pero acompañada por una disminución en la producción, tanto de gas como de petróleo, por la caída en la productividad por perforación. Los principales actores asociados a la exploración y extracción de petróleo (en orden de mayor a menor producción) son los siguientes:

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
YPF S.A.	x		Nación
Pan American Energy (sucursal Argentina) LLC		x	China, Inglaterra y Argentina
Pluspetrol S.A.		x	Argentina
Sinopec Argentina Exploration INC		x	China
Tecpetrol S.A.		x	Italia y Argentina
Compañías Asociadas Petroleras S.A.		x	Argentina
Chevron Argentina S.R.L.		x	Estados Unidos
Petrobrás Argentina S.A.		x	Argentina y Brasil
Petrolera entre lomas S.A.		x	Argentina
Total Austral S.A.		x	Francia
ENAP Sipetrol Argentina S.A.	x		Chile
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.		x	Argentina
Compañía General de Combustibles S.A.		x	Argentina
Ysur Energía Argentina S.R.L.	x		Argentina
Petrolera El Trébol		x	México
Roch S.A.		x	Argentina
Chañares Energía S.A.		x	Argentina
Petrolera LF Company S.R.L.			s/d
Medanito S.A.		x	Argentina
Oilstone Energía S.A.		x	Argentina
Petróleos Sudamericanos S.A.		x	España
Apache Energía Argentina S.R.L. (pertenece a YPF)	x		Argentina
Central International Corporation			s/d

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Madalena Energy Argentina S.R.L.		X	Canadá
High Luck Group LTD-Sucursal Argentina		X	China
Americas Petrogas Argentina S.A.		X	Canadá
Pluspetrol Energy S.A.		X	Argentina
Capex S.A.		X	Argentina
Madalena Petroleum (Americas) LTD. (Sucursal Argentina)		X	Canadá
San Jorge Petroleum S.A. (de Chevron)		X	Estados Unidos
Ysur Petrolera Argentina S.A.	X		Argentina
Petrolera Pampa S.A.		X	Argentina
Colhue Huapi S.A.		X	s/d
O&G Developments LTD S.A. (parte de Shell)		X	Holanda e Inglaterra
President Petroleum S.A.		X	Gran Bretaña
Apache Petrolera Argentina S.A. (pertenece a YPF)	X		Argentina
Petrolera Cerro Negro S.A.			s/d
Quintana E&P Argentina		X	Estados Unidos y Argentina
Petro AP S.A.		X	China
Ingeniería Alpa S.A		X	Argentina
Dapetrol S.A.			s/d
Apco Oil and Gas International INC (Sucursal Argentina) (de Pluspetrol)		X	Argentina
Wintershall Energía S.A		X	Alemania
Grecoil y Cia S.R.L.		X	Argentina
Petrominera Chubut S.E.	X		Argentina
CRI Holding INC Sucursal Argentina		X	Estados Unidos
Unitec Energy S.A.		X	Argentina
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	X		Argentina
Petrolera del Comahue S.A. (controlada por Miramar Hydrocarbons Ltd.)		X	Canadá
Madalena Austral S.A		X	Canadá
Interenergy Argentina S.A.			s/d
Ingeniería Sima S.A.			s/d
Energial S.A.			s/d
Geopark Argentina Limited (Sucursal Argentina)			s/d
Arpetrol Argentina S.A. (de ENAP)	X		Chile y Argentina

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Petrolera Patagonia S.R.L.		X	Canadá
Antrim Argentina S.A. (se disolvió en 2017)		X	Canadá
Argenta Energía S.A.		X	Canadá
Petrofaro S.A. (es lo mismo que Arpetrol, ahora de YPF y ENAP)	X		Chile y Argentina

En cuanto a los principales actores de la exploración y explotación del petróleo y gas no convencional, éstos son:

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Phoenix Global Resources (combinación de Andes y Trefoil)		X	Inglaterra
YPF S.A.	X		Argentina
Statoil		X	Noruega
Retama Argentina		X	Estados Unidos
Pampa Energía		X	Argentina
Chevron		X	Estados Unidos
Total Austral		X	Francia
Exxon Mobil		X	Estados Unidos
Shell		X	Holanda e Inglaterra
Petrobrás		X	Argentina y Brasil
Pan American Energy		X	China, Inglaterra y Argentina
Tecpetrol		X	Italia y Argentina
Americas Petrogas		X	Canadá
Madalena Energy		X	Canadá
Andes Energía (AEN) (ahora Phoenix)		X	Inglaterra
Argenta Energía		X	Canadá
Apco Oil and Gas (de Pluspetrol)		X	Argentina
Bridas Corporation		X	China y Argentina
Capex Argentina		X	Argentina
Crown Point Energy INC		X	Canadá
Dow Argentina		X	Estados Unidos
Halliburton		x	Estados Unidos
Medanito		X	Argentina
Mitsubishi		x	Japón
G&P	x		Argentina

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
PEMEX	X		México
Petronas		X	Malasia
Pluspetrol		X	Argentina
Roch		X	Argentina
Wintershall Energía S.A.		X	Alemania
ENARSA	X		Argentina
EOG Resources		X	Estados Unidos
Apache (de YPF)		X	Argentina

Por su parte, el gas convencional se compone de los siguientes actores en la exploración y explotación (en orden de mayor a menor producción):

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DE CAPITAL
YPF S.A.	X		Argentina
Total Austral S.A.		X	Francia
Pan American Energy (Sucursal Argentina) LLC		X	China, Inglaterra y Argentina
Petrobrás Argentina S.A.		X	Brasil y Argentina
Tecpetrol S.A.		X	Italia y Argentina
Pluspetrol S.A.		X	Argentina
Compañía General de Combustibles S.A.		X	Argentina
YSUR Energía Argentina SRL	X		Argentina
Sinopec Argentina Exploration INC		X	China
ENAP Sipetrol Argentina S.A.	X		Chile
Petrolera LF Company SRL			s/d
Pluspetrol Energy S.A.		X	Argentina
Roch S.A.		X	Argentina
Capex S.A.		X	Argentina
Petrolera Entre Lomas S.A.		X	Argentina
Apache Energía Argentina SRL (de YPF)	X		Argentina
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.		X	Argentina
Chevron Argentina S.R.L.		X	Estados Unidos
Oilstone Energía S.A.		X	Argentina
Medanito S.A.		X	Argentina
Gas y Petróleo del Neuquén	X		Argentina
Compañías Asociadas Petroleras S.A.		X	Argentina

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DE CAPITAL
Madalena Petroleum (Americas) LTD. (Sucursal Argentina)		X	Canadá
Ysur Petrolera Argentina S.A.	X		Argentina
High Luck Group LTD-Sucursal Argentina		X	China
Petrolera Pampa S.A.		X	Argentina
Arpetrol Argentina S.A (de ENAP)	X		Chile y Argentina
Petrolera Cerro Negro S.A.			s/d
Apache Petrolera Argentina S.A.	X		Argentina
Americas Petrogas Argentina S.A.		X	Canadá
San Jorge Petroleum S.A (de Chevron)		X	Estados Unidos
Central International Corporation			s/d
Petróleos Sudamericanos S.A		X	España
Chañares Energía S.A		X	Argentina
Madalena Energy Argentina SRL		X	Canadá
Petrolera El Trébol		X	México
Petro AP S.A.		X	China
Colhue Huapi S.A.			s/d
O&G Developments LTD S.A (de Shell)		X	Holanda e Inglaterra
Petrofaro S.A	X		Chile y Argentina
Apco Oil and Gas International INC (Sucursal Argentina) (Pluspetrol)		X	Argentina
President Petroleum S.A.		X	Gran Bretaña
Grecoil y CIA SRL		X	Argentina
Wintershall Energía S.A		X	Alemania
Petrominera Chubut S.E.	X		Argentina
Unitec Energy S.A		X	Argentina
Madalena Austral S.A.		X	Canadá
Ingeniería Alpa S.A.		X	Argentina
Quintana E&P Argentina		X	Argentina y Estados Unidos
Geopark Argentina Limited (Sucursal Argentina)			s/d
Argenta Energía S.A.		X	Canadá
CRI Holding INC Sucursal Argentina		X	Estados Unidos
Interenergy Argentina S.A.			s/d

Respecto al transporte, el mismo no ha mostrado significativas variables de mejora en respuesta a la falta de inversión. Los principales actores presentes en la cadena del petróleo son (Del Canto y Zago, 2016):

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
YPF (actor prioritario)	X		Argentina
Oleoductos del Valle S.A. (Oldeval)	X		Argentina
Enap Sipetrol	X		Chile
Total Austral		X	Francia
Oleoducto Trasandino S.A.			s/d
Vintage Oil		X	Estados Unidos
Pecom Energy S.A.	X		Brasil
Panamerican Fuegoína		X	Inglaterra, Argentina y China
Consortio: Pérez Companc, Bolland, Astra, Bidas, Pluspetrol y Tecpetrol		X	Argentina, China, Italia

En cuanto a los transportistas del gas, se encuentran los siguientes actores, según el MHyFP (2016):

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Transportadora Gas del Norte (TGN)		X	Argentina
Transportadora Gas del Sur (TGS)		X	Argentina

En relación a la etapa tres del petróleo, el MHyFP (2016) establece que: “En la etapa de refinación, la estabilidad del precio interno del crudo, el ritmo devaluatorio y el aumento en los precios de los combustibles líquidos implicó incrementos en su margen bruto medido en dólares que generaron un esquema de rentabilidad con incentivos para aumentar las colocaciones domésticas.” En esta etapa hay una disminución de los actores involucrados respecto a los dedicados a la exploración (Del Canto y Zago, 2016):

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Administración del Interior			s/d
Axion Energy			China, Inglaterra y Argentina
Destilería Argentina de Petróleo S.A. (DAPSA)		X	Argentina
Energía Derivados del Petróleo S.A.			s/d
Fox Petrol S.A.	X		Argentina
Grasta Petrol		X	Argentina
Hidrocarburos de Argentina S.A.		X	Argentina
New American Oil		X	Argentina
Oil Combustibles S.A.		X	Argentina
Petrobrás Argentina S.A.		X	Argentina y Brasil
Petrolera Argentina S.A.			s/d

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Petrolera Degab S.A.		X	Argentina
Polipetrol S.A.			s/d
Refi Pampa S.A.		X	Argentina
Refinadora Neuquina S.A. (RENESA)			s/d
Refinería del Norte S.A. (REFINOR)			s/d
Shell C.A.P.S.A		X	Holanda e Inglaterra
Verasur S.A.		X	Argentina
YPF S.A. (La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincol)	X		Argentina

Algo similar ocurre con el gas, el cual se realiza en plantas de tratamiento. Los actores para esta etapa son:

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
YPF (23%)	X		Argentina
Compañía Mega (22%) (YPF, Dow y Petrobrás)	X	X	Argentina, Brasil y Estados Unidos
TGS (17%)		X	Argentina
REFINOR (13%)			s/d
Axion (6%) (de PAE)		X	Argentina, China e Inglaterra

Respecto a los actores vinculados a la distribución del petróleo es importante destacar el rol principalmente de estaciones de servicio minoritarias bajo las marcas: YPF, Shell, Axion y Petrobrás (con el 75% de las bocas de expendio) (MHYFP, 2016).

En el caso del gas, los distribuidores están más diversificados:

EMPRESA	ESTATAL	PRIVADA	ORIGEN DEL CAPITAL
Gasnor S.A.		X	Argentina y Chile
Gasnea S.A.		X	Argentina
Distribuidora de Gas del Centro S.A.		X	Estados Unidos e Italia
Distribuidora de Gas cuyana S.A.		X	Estados Unidos e Italia
Gas Natural Ban S.A (Gas Natural Fenosa)		X	España
Metrogas S.A.	X		Argentina
Camuzzi Gas Pampeana S.A.		X	Italia
Camuzzi Gas del Sur S.A.		X	Italia
Litoral Gas S.A.		X	Francia, Argentina e Italia

2.1. Empresas públicas

- **Energía Argentina S.A. (ENARSA)**

Creada en 2004 por la Ley 25.943 y promulgada mediante el Decreto del Poder Ejecutivo 1529/2004. La empresa tiene por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los Yacimientos de Hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Tiene la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones, y podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios. ENARSA se encuentra financiada por el Tesoro Nacional.

Vale mencionar que en el presente trabajo se menciona a ENARSA, sin embargo, vale mencionar que a través del Decreto 882/2017 la misma se fusionó con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA). ENARSA funcionó como sociedad absorbente, y pasó a denominarse Integración Energética Argentina S.A.

- **Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT)**

YCRT una empresa estatal dedicada a la exploración y explotación del carbón mineral de Río Turbio, provincia de Santa Cruz, que fue re-estatizada en el 2002 a través del Decreto 1034/2002. Esta empresa, al igual que ENARSA, está financiada por el Tesoro Nacional.

Actualmente la empresa se encuentra intervenida, en un contexto de despido de empleados, así como también de reducción de transferencias recibidas desde el Estado nacional tanto corrientes como de capital.

2.2. Empresas mixtas

- **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)**

CAMMESA es la administradora del sistema eléctrico nacional. Algunas de sus principales actividades son la compra de combustible para centrales térmicas, la importación de energía (proveniente de combustibles fósiles) y los pagos a agentes acreedores del mercado eléctrico.

La empresa, compra energía a los generadores a un precio spot y la vende a los distribuidores a un precio estacional, cubriendo la brecha entre los precios a través de un Fondo de Estabilización. Sin embargo, a partir del 2002, el precio estacional queda fijo y, en conjunción con el incremento de los costos de producción, la brecha entre precios cada vez fue mayor, lo que requirió un mayor financiamiento a través de subsidios recibidos como transferencias estatales (Puig y Salinardi, 2015).

- **YPF S.A.**

YPF es una empresa argentina dedicada a la exploración, explotación, destilación, distribución y producción de energía eléctrica, gas, petróleo y derivados de los hidrocarburos y venta de combustibles, lubricantes, fertilizantes, plásticos y otros productos relacionados a la industria. La compañía tiene una composición societaria mixta, en la que el Estado argentino posee el 51% de las acciones, a través del Decreto 660/12.

2.3. Fondos Fiduciarios

- **Fondo para el Consumo Residencial de Gas**

Creado por el artículo 75 de la Ley 25.565 y reglamentado por el Decreto 786/2002. El fondo se crea con una vigencia de 10 años, plazo prorrogado por la Ley 26.546, de Presupuesto para el Ejercicio de 2010, por nueve años más.

El fondo se traduce en el pago de tarifas diferenciales (inferiores a las tarifas plenas o de licencia) en el caso de los usuarios de redes de Gas Natural o de Gas Licuado de Petróleo, o en la compra de productos a precios inferiores a los del mercado, para el caso de los usuarios del Gas Licuado de Petróleo envasado y/o a granel.

El mismo tiene como objeto financiar:

a) Las compensaciones tarifarias para la Región Patagónica, Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y de la Región conocida como "Puna", que las distribuidoras o sub-distribuidoras zonales de gas natural y gas licuado de petróleo de uso domiciliario, deberán percibir por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales;

b) La venta de cilindros, garrafas o gas licuado de petróleo, gas propano comercializado a granel y otros, en las provincias ubicadas en la Región Patagónica, Departamento de Malargüe de la provincia de Mendoza y de la Región conocida como "Puna";

c) Por Ley 25.725 se incluye el pago de subsidios a consumos de usuarios del servicio general, de gas propano indiluido por redes de la región beneficiaria.

Además, este fondo también tiene como objeto cancelar las eventuales deudas del Estado Nacional, en virtud de obligaciones pendientes de pago de subsidio de gas derivadas de la aplicación de ciertas leyes⁸.

El Fondo se integra con un recargo de hasta el 7,5% sobre el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, por cada m³ de 9.300 kc, que se aplica a la totalidad de los metros cúbicos consumidos y comercializados en todo el territorio nacional⁹.

El Decreto 786/2002, que constituye el fideicomiso, fija el recargo en cuatro milésimos por cada metro cúbico (0,004 \$/m³) de gas natural de 9.300 kc, que grava las facturas de gas de los usuarios de todo el territorio nacional.

Las compensaciones tarifarias a empresas distribuidoras de gas natural o gas licuado de petróleo por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos efectuados en las zonas establecidas como prioritarias¹⁰.

8. Ley 24.191, el artículo 34 de la Ley 24.307, el artículo 43 de la Ley 24.447, el artículo 40 de la Ley 24.624, el artículo 40 de la Ley 24.764, el artículo 37 de la Ley 24.938, el artículo 28 de la Ley 25.064, el artículo 31 de la Ley 25.237, el artículo 29 de la Ley 25.401 y el artículo 75 de la Ley 25.565.

9. También se integra con los recursos que, en su caso, le asignen el Estado Nacional y/o las provincias. Desde el año 2010 y hasta el 2015 el Fondo recibió recursos del Estado Nacional en concepto de "compensaciones tarifarias evitadas" es decir, aquellas originadas a partir de la sustitución de GLP distribuido por redes por gas natural en una localidad o sistema y que son la diferencia entre las compensaciones pagadas y las que hubiera correspondido pagar si los usuarios de esa localidad o sistema hubieran continuado siendo abastecidos con GLP por redes. Estos fondos debían ser aplicados exclusivamente al repago de obras de sustitución.

10. Región Patagónica, Partido de Patagones en la provincia de Buenos Aires, Departamento de Malargüe en la provincia de Mendoza y la región de la Puna.

Las empresas que reciben este beneficio son:

Camuzzi Gas del Sur S.A.
Camuzzi Gas Pampeana S.A.
Distrigas S.A.
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.
Hidrocarburos del Neuquén S.A.
Tecnogas S.A.
Coopetel el Bolsón LTDA.
Gasnor S.A.

El segundo tipo de compensaciones que surgen de este fondo son por las ventas de cilindros, garrafas o gas licuado de petróleo para uso domiciliario efectuadas a precios diferenciales inferiores a los precios de mercado en las mismas jurisdicciones mencionadas en el punto anterior.

Las empresas que reciben estos beneficios son:

YPF Gas S.A.
Sartini Gas S.R.L.
Gas Austral S.A.

- **Fondo Fiduciario Programa Hogar**

Creado por la Ley 26.020, por el artículo 44, para atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Tiene como objeto: a) la adquisición de GLP en envases (garrafas y cilindros) para usuarios de bajos recursos y, b) la expansión de ramales de transporte, distribución y redes domiciliarias de gas natural en zonas no cubiertas al 2005, en aquellos casos que resulte técnicamente posible y económicamente factible. Priorizándose las expansiones de redes de gas natural en las provincias que actualmente no cuentan con el sistema.

El fondo está integrado por los siguientes recursos:

- a) La totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la Ley 26.020;
- b) Los fondos que por Ley de Presupuesto se asignen;
- c) Los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales;
- d) Los aportes específicos que la Autoridad de Aplicación convenga con los operadores de la actividad.

Los beneficiarios de este programa son todos los usuarios de bajos recursos¹¹ que residan en zonas sin servicio de gas natural por redes o que no se encuentren conectados a la red de distribución domiciliar de gas.

11. Son considerados de bajos recursos aquellos beneficiarios que perciban hasta 2 salarios mínimos (\$ 19.000); Personas con discapacidad: hasta 3 salarios mínimos (\$ 28.500) cuando en el hogar reside un familiar con discapacidad o se trate de viviendas de uso social y comunitario; Patagonia: hasta 2,8 salarios mínimos (\$ 26.600); o hasta 4,2 salarios mínimos (\$ 39.900) si en el hogar reside una persona con discapacidad.

3. MARCO DE POLÍTICAS PARA LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

3.1. Petróleo

Para incentivar la obtención de combustibles no convencionales, Argentina cuenta con dos leyes: la Ley de la Soberanía Hidrocarburífera (2012) y la Ley de Hidrocarburos (2014).

La primera de ellas, la Ley 26.741, mediante la cual se re-estatizó YPF S.A. y se declaró como *“objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.”*

Por su parte, la Ley de Hidrocarburos 27.007, estableció modificaciones a la anterior ley sancionada en el año 1967. Las modificaciones incluyen: la sustitución de los plazos de los permisos de exploración y concesiones de explotación, los cuales amplía, diferenciándolos, según se trate de hidrocarburos convencionales, no convencionales y, en plataforma continental y mar territorial. Asimismo, establece el sistema y plazos de prórrogas para dichos supuestos y dispone el régimen que regirá respecto a las concesiones de transporte. Determina el mecanismo de licitaciones competitivas como el medio utilizado para la adjudicación de los permisos y concesiones expresando que será de particular relevancia, la propuesta de mayor inversión o actividad exploratoria. Además, este título establece disposiciones en materia de canon, bonos de prórroga y regalías a ser percibidos por el Estado Nacional y las provincias respectivamente. Esta ley incluye también el régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos, incorporando al régimen creado mediante el Decreto 929/2013, los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$ 250 millones (FARN, 2015).

Mediante el Decreto 1277/2012, el cual establecía: *“el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas tendrá como ejes estratégicos el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para garantizar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo; 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; la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; y la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.”*

Luego, a través del Decreto 272/2015, la comisión a cargo del programa se disolvió y las funciones y facultades del mismo se transfirieron al Ministerio de Energía y Minería (MINEM). Esto permitió que parte de estas partidas presupuestarias se destinaran a compensar empresas dedicadas a la exploración de hidrocarburos no convencionales y a generar energía eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Por su parte, el Decreto 929/2013 crea el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (incluyendo tanto convencionales como no convencionales), para ello las empresas deben inscribirse en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos. Para ello deben presentar un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa no inferior a US\$ 1.000 millones y ser invertidos durante los primeros 5 años del proyecto, tanto para empresas nacionales como extranjeras. El régimen promocional consiste en el derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos, con una alícuota del 0% de derechos de exportación con la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación. Aquellos incluidos en el régimen tendrán

derecho a solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos¹²” por 25 años, pudiendo extender el plazo por 10 años.

Asimismo, el MINEM estableció el programa conocido como Barril Criollo. El mismo consiste en garantizarles a los productores de petróleo un precio superior al internacional hasta finales de 2018. El acuerdo que logró el Gobierno fija un punto de partida del precio del crudo Medanita (extraído de la cuenca de la provincia de Neuquén) a US\$ 59,4, mientras que el Escalante (Golfo de San Jorge¹³) se establecerá en US\$ 48,3. Estos valores se mantienen a principio de año, mientras que a partir de julio y hasta fin de año los valores serán de US\$ 55 y 47. Sin embargo, este programa se suspendió en octubre de 2017 y quedó sin vigencia en enero de 2018, liberando el precio del petróleo a los vaivenes del mercado internacional.

A través de la Resolución 438/2012 la (en aquel entonces) Secretaría de Energía establece la compensación económica a las empresas que realicen exportaciones de petróleo crudo estableciendo la entrega de certificados equivalentes a 28 US\$/barril exportado a empresas con producción diaria superior a 1.300 m³ en 2011. El cómputo de la producción media diaria indicada se considera la proveniente de todos los yacimientos en los cuales la empresa solicitante tenga un porcentaje de propiedad. La compensación será también de aplicación para aquellas empresas que, estando por debajo del límite productivo mencionado, deban realizar exportaciones de petróleo en forma ocasional.

El (por aquel entonces) Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, a través de la Resolución 130/2013, crea el “Fondo Argentino de Hidrocarburos”, destinado a constituir un Fideicomiso de Administración que tendrá por objeto la aplicación de los fondos asignados al otorgamiento de préstamos y/o a la realización de aportes de capital y/o adquisición de todo instrumento financiero destinado a la ejecución y/o financiación de proyectos de exploración, explotación, industrialización o comercialización de hidrocarburos en relación a empresas hidrocarburíferas en las cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria y/o el ejercicio de los derechos económicos y políticos, por hasta un monto de US\$ 2.000 millones, o su equivalente en otras monedas.

Es importante mencionar que entre el año 2008 y hasta el año 2015 estuvieron vigentes los programas “PETRÓLEO PLUS” y “REFINACIÓN PLUS” creados con el objetivo de incrementar la producción tanto de Petróleo Crudo, Naftas y Gasoil e incentivar la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos.

12. Se crea la figura de “Explotación no convencional de hidrocarburos”, que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales.

13. La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca petrolera de Argentina ubicada en la porción central de la Patagonia Argentina.

3.2. Gas

3.2.1. Subsidio a la importación de gas

Este tipo de financiamiento se realiza a través de un fideicomiso que financia la importación de gas, con el fin de satisfacer la demanda interna. El fondo hace frente a la diferencia entre el costo de importación pagado por ENARSA y el precio pagado por las empresas, a través de fondos del Tesoro Nacional (Puig y Salinardi, 2015).

3.2.2. Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I)¹⁴

Este Plan fue creado mediante la resolución 1/2013 a partir de la problemática de que la producción de gas no lograba acompañar la creciente demanda interna en un contexto donde las reservas también mostraban una caída debido a la falta de inversiones en exploración y explotación por parte de las empresas productoras. Por lo tanto, esta política tuvo por objetivo reducir en el corto plazo la brecha entre la producción y el consumo de gas.

Este programa genera el compromiso por parte de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a aumentar la Inyección Total de Gas Natural a partir de la presentación de "Proyectos de Aumento de la Inyección Total".

Estos incentivos son compensaciones económicas abonadas por el Estado Nacional con recursos del Tesoro a las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que comprometan inversiones e incrementen su inyección total de gas natural por encima de ciertos niveles. Este programa otorga un precio diferencial de US\$7,50 por millón de BTU a las compañías que incrementaron su producción fluido desde 2013, por sobre los US\$2,49 que remunera la producción base. A fines de 2017, se anunció el fin de este programa.

3.2.3. Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II)¹⁵

Este programa surge como un complemento al Plan Gas, para estimular su producción por parte de empresas que, por razones vinculadas a su escala productiva y/o características geológicas de sus yacimientos, no se han podido incorporar al mismo.

Establece como empresas de inyección reducida a aquellos productores cuya inyección diaria promedio durante los últimos 6 meses haya sido inferior a 3.500.000 m³/día, o que no registren inyección (al 31/03/2014). Esto implica que las empresas deben comprometerse a mantener determinados niveles de inyección.

Para recibir los beneficios deberán presentar proyectos de inversión y metas de inyección, mostrando un incremento de inyección en el plazo de 6 meses, por encima de la inyección pautada como base por el Estado¹⁶. La compensación será fija en dólares, pero abonada en pesos de manera trimestral. Los gastos de financiación también son solventados con fondos del Tesoro Nacional.

14. Resolución 1/2013 de la Secretaría de Energía. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/208430/textact.htm>

15. Resolución 60/2013 de la Secretaría de Energía. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/220000-224999/222998/norma.htm>

16. Inyección Base Ajustada: curva de inyección teórica que se obtiene tomando una tasa de disminución anual del 15% respecto de la "Inyección Base", acumulativa en forma escalonada para cada año calendario durante la vigencia del Programa. La tasa de declino se aplica una única vez al comienzo de cada año, manteniéndose el nivel promedio de Inyección Base Ajustada constante hasta el nuevo período.

El cálculo de la compensación se realizará de manera mensual, medida como la diferencia entre (i) el precio promedio efectivamente percibido por el productor por los volúmenes inyectados y (ii) los valores máximos variarán según el nivel de inyección alcanzado en cada mes: 7,5 US\$ (cuando la inyección efectiva supere la inyección base no ajustada por declino de los yacimientos) y entre 6 y 4 US\$/MMBTU (cuando la inyección efectiva sea inferior a la Inyección Base no ajustada pero superior a la Inyección Base Ajustada). Por el contrario, cuando la inyección efectiva esté por debajo de la Inyección Base Ajustada, el productor deberá abonar al Estado Nacional por los volúmenes en defecto el promedio ponderado del precio del gas natural licuado (GNL) de importación a Argentina durante los 6 meses inmediatos anteriores.

Las empresas productoras de gas natural explicaron en el marco de las audiencias públicas por el incremento del gas llevadas a cabo en 2016 y 2017¹⁷ que el precio que debería alcanzar el gas natural en boca de pozo para permitir el desarrollo de las reservas disponibles en el país debería ubicarse por encima de los 7 US\$/MMBTU en el caso del shale gas, en torno a los 6,2 US\$/MMBTU para el caso del tight gas, y en torno a los 4 US\$/MMBTU para el caso del gas convencional (JGM, 2018).

El precio promedio del gas natural percibido por los productores en el año 2015, considerando los subsidios del Estado Nacional, fue de 4,25 US\$/MMBTU; para 2017 fue de 4,91 US\$/MMBTU; y de 5,02 US\$/MMBTU para el año 2018, en todos los casos incorporando el efecto de los programas de estímulo a la producción vigentes durante el año de análisis (JGM, 2018).

Dado que el precio de mercado ronda entre los US\$ 2,5 y 4 por MMBTU, se estima que este programa le costará al Tesoro Nacional entre US\$ 1.000 y 2.000 millones por año (Gandini, 2017b).

Algunas de las empresas beneficiarias de este plan son:

Enap Sipetrol Argentina S.
Grupo Pan American (Bridas y British Petroleum)
Petrolera Pampa S.A
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A
Sinopec Argentina Exploration and Production INC.
Total Austral
Wintershall Energía S.A (BASF AG)
Grupo YPF
Apco Austral S.A (Crown Point)
Northwest Argentina Corporation Sucursal Argentina
APCO OIL and Gas International INC Sucursal Argentina (Pluspetrol)
Unitec Energy S.A
Compañía General de Combustibles S.A
Petrolera entre Lomas S.A
Petrobras Argentina S.A
Canadian Hunter Argentina S.A (Petrobras Argentina S.A)
Atalaya Energy S.A (Petrobras Argentina S.A)
Pluspetrol S.A
Tecpetrol S.A (Techint)
Transportadora de Gas del Sur
Compañía Mega (Grupo compuesto por YPF, Petrobras y Dow)
Capex S.A

Si bien, este plan ha quedado sin vigencia a partir del 2018, las deudas contraídas años anteriores por parte del Estado con las empresas petroleras se está saldando actualmente y continuará realizando erogaciones durante 2019.

17. Los días 16 al 18 de septiembre de 2016, y en la audiencia pública celebrada el 10 de marzo de 2017.

3.2.4. Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Por último, cabe mencionar la Resolución 46/2017¹⁸ del MINEM, la cual busca estimular las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Esta normativa fue diseñada exclusivamente para los nuevos reservorios de gas no convencional, principalmente para el desarrollo de Vaca Muerta, y para atraer inversiones privadas para la reactivación de la producción gasífera. El plan prevé que el Estado subsidie con fondos del Tesoro a las petroleras que incrementen la producción no convencional de hidrocarburos. Se les reconocerá un precio diferencial de 7,50 US\$/MMBTU en 2018, que será decreciente cada año (perderá 50 centavos de dólar por año) hasta llegar a 6 US\$/MMBTU en 2021.

Por tanto, el objetivo de este programa es subsidiar el gas nuevo, es decir, la oferta incremental de gas no convencional. Podrán adherir al programa aquellas empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la cuenca neuquina y deben estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras¹⁹.

En lo que va del año 2018, el Estado ya desembolsó un monto cercano a los US\$ 150 millones para este programa. Vale mencionar, que actualmente es el único programa vigente para el subsidio de la producción de combustibles fósiles.

3.3. Medidas que afectan a todos los combustibles fósiles

3.3.1. Convenio colectivo de trabajo

Por otro lado, en busca de reducir los riesgos de inversión en los campos no convencionales y, dada la demanda del sector privado por una reducción en los costos laborales, se implementó un nuevo convenio colectivo de trabajo, con el fin de incrementar la productividad laboral y, por este medio, mejorar la competitividad de la industria, lo que permitiría reducir los costos de perforación de pozos entre un 3% y un 8% (Gandini, 2017a).

El acuerdo alcanza a todos los trabajadores encuadrados en los dos convenios colectivos de trabajo (el 644/12 y el 637/11) del sector que desarrollan tareas en campos de explotación no convencional (aproximadamente 4.000 personas).

Las modificaciones al convenio colectivo de trabajo incluyen contrato de trabajo a plazo determinado, la eximición del 10% del salario bruto del impuesto a las ganancias, se eliminan para todo concepto las denominadas horas taxi -que eran las que los trabajadores pasaban en trailers y hoteles a disposición de la empresa-, flexibiliza las condiciones de operación nocturna y con viento, reubica trabajadores en tareas diferentes a las que venían realizando, para evitar despidos; y se toman medidas contra el ausentismo laboral, entre otras (Aguirre, 2017).

Esta es una medida de importancia, ya que otorga grandes beneficios para la contratación a empresas petroleras y gasíferas, que no pueden ser contabilizados en sumas dinerarias, y son prerrogativas que reciben estas empresas a diferencia de otras en cualquier otro sector de la economía argentina.

18. Resolución 46/2017 del MINEM. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/272266/norma.htm>

19. <http://econojournal.com.ar/2017/11/fuerte-contrapunto-entre-aranguren-y-las-petroleras-por-los-subsidios-al-gas/>

3.3.2. Medidas vinculadas al comercio exterior

La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, estableció la aplicación de derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de 5 años. Por su parte, a través de las Leyes 26.217 (diciembre 2006) y 26.732 (diciembre de 2011), se prorrogó la vigencia de estos tributos al comercio exterior, con la última, hasta enero de 2017. La alícuota quedó fijada en 1%, si el precio del crudo no supera los US\$ 71 por barril, mediante la Resolución 1077/2014 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Ante la falta de prórroga de la Ley 26.732, se dejó sin efecto el cobro del derecho a la exportación para los hidrocarburos.

En este contexto, el MINEM acordó con las empresas del sector la convergencia de los precios internos con los internacionales. Para ello, el acuerdo fijó los precios de referencia para 2017, y una revisión trimestral en base al precio internacional y el tipo de cambio. Este acuerdo establecía que si el precio internacional del barril de petróleo crudo Brent superaba durante más de 10 días consecutivos el valor de referencia previsto para el petróleo crudo local con menos un dólar-barril, quedaban suspendidos los compromisos del acuerdo a partir del mes calendario posterior (Salvador, 2018). De esta forma, acontecido tal evento el 13 de septiembre de 2017, el acuerdo quedó sin efecto el 1 de octubre del mismo año, lo que resulta en la liberalización del precio de los combustibles. En síntesis, con la finalización del acuerdo se liberaron los precios de los combustibles, dejando sin vigencia su revisión trimestral, sin necesidad de autorización del gobierno para un incremento de los mismos (Salvador, 2018). Como resultado, los precios de los combustibles se han incrementado en un 32% desde su liberación en 2017 hasta dos meses de 2018, mientras que en el mercado internacional su incremento fue de 14% en el mismo período (Salvador, 2018).

3.3.3. Subsidios al consumo

Por su parte, respecto a la electricidad, con la declaración de la Emergencia Energética y el cambio de Gobierno nacional, en diciembre de 2015 se implementó un proceso de actualizaciones tarifarias (incrementos) lo cual tiene por objetivo incentivar inversiones en el marco de un proceso de reducción de los subsidios, ello derivará en una mayor transferencia desde los usuarios a las empresas proveedoras de servicios (ver tabla 1, más adelante).

Los usuarios residenciales y comerciales de gas natural enfrentan adecuaciones semestrales de precios, con inicio el 1 de abril y 1 de octubre de cada año, hasta llegar a la eliminación de los subsidios, excepto los subsidios dirigidos a grupos vulnerables específicos, como la Tarifa Social y la Tarifa Diferencial (JGM, 2018). La Tarifa Social se otorga de manera automática a usuarios vulnerables de todo el país, identificados mediante el cruce de datos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas por redes²⁰.

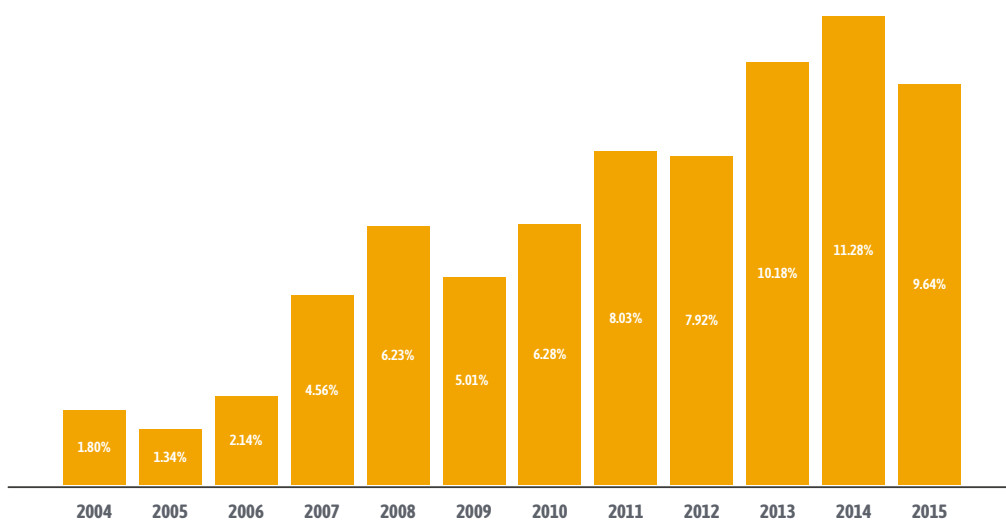
20. Para acceder a mayor información sobre la tarifa social y sus beneficiarios visitar: <https://www.argentina.gob.ar/energia/mineria/tarifasocial>

4. LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS EN ARGENTINA

Según los datos del Fondo Monetario Internacional (FMI), en 2015 Argentina se encontraba en el puesto 68 (sobre 152) en el ranking de países en función del porcentaje de PBI destinado al pago de subsidios a los combustibles fósiles, con un 3,25% del PBI, por debajo del promedio de América Latina. Sin embargo, para ese entonces, si el análisis se realiza en función de la erogación per cápita, Argentina -con US\$ 413- se encontraba por encima de la media de América Latina de US\$ 358.

Esta situación se evidencia en el incremento del consumo energético desde el año 2004 (posteriores a la última gran crisis de la economía nacional), basado en energía proveniente del crudo y del gas natural, ambos con subsidios del Estado Nacional. **Estos subsidios fueron una herramienta cortoplacista para compensar los atrasos tarifarios, la inflación y la falta de inversión.** Sin embargo, los mismos fomentaron un uso poco racional de la energía, demandando recursos fiscales de manera creciente.

GRÁFICO 1: PARTICIPACIÓN DE LOS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS EN EL GASTO PÚBLICO



Fuente: Zanotti et al, 2017

Según el gráfico 1, la variación anual del monto de los subsidios se incrementó 95% en 2008, 69% en 2010, 60% en 2011, 31% en 2012 y 63% en el acumulado a junio de 2013. Los mismos pasaron de representar un 2% del gasto público en los primeros años de aplicación (2004) a un 10% en 2015. Además, los subsidios energéticos erogados superaron a los presupuestados, por ejemplo: 130% en 2011 y 160% en 2012.

Estos subsidios posicionaron a Argentina como uno de los países con las menores tarifas eléctricas en la región, sin embargo, se estima que las familias de escasos recursos pagan hasta 5 veces más por la energía (FOVISEE, 2013), debido a que no están conectados a la red de distribución, por lo que deben adquirir garrafas, o calentadores eléctricos (poco confiables y más riesgosos).

Las medidas instrumentadas en el último plazo derivaron en la liberación del mercado interno del petróleo a los precios internacionales. Esto implica que cada empresa luego decide por su cuenta cuándo y en qué proporción se aumentarán los combustibles al público. Ello en respuesta al alto impacto que ha tenido en las erogaciones públicas para satisfacer las demandas de las empresas petroleras en el cumplimiento de los programas de incentivos, lo que resultó que al año 2015 los subsidios energéticos hayan contribuido al desequilibrio fiscal, que en ese año alcanzó un 3,20% (MEYM, 2018).

Sin embargo, con el cambio de gobierno a finales del año 2015, la propuesta se basó en la reducción de los aportes del Tesoro Nacional a los subsidios, mientras que la demanda (incluyendo la mayorista residencial, comercial e industrial menor a 300 kW) incrementaba el aporte que se destina a través de sus tarifas al pago de los mismos. Entonces, según los datos en la tabla 1, **con la finalización de varios planes de estímulo a la explotación de gas y petróleo, junto con el incremento de las tarifas, el aporte para el pago de la energía provendría cada vez más de las tarifas y no del erario público.**

El objetivo es darle un punto final a un esquema de subsidios generalizados que, con el tiempo, se convirtieron en un problema fiscal, macroeconómico, ambiental, federal y de distribución (JGM, 2018). El Estado Nacional subsidiaba hasta octubre de 2016 el 81% del costo del gas natural para consumo residencial y comercial, excluyendo la Patagonia, La Pampa, la Puna y Malargüe, donde el subsidio alcanzaba el 98% (JGM, 2018).

Los subsidios al consumo (Puig y Salinardi, 2015)

Según el Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales (CEDLAS) los subsidios energéticos aplicados en nuestro país vinculados al consumo son “pro-ricos”, es decir, que en términos absolutos alcanzan a los consumidores de más altos ingresos. Sin embargo, también mencionan su progresividad, es decir, que los hogares de menos ingresos reciben en proporción a sus ingresos, mayor cantidad de dinero.

La única diferencia se da en el caso de los subsidios al gas envasado que benefician a los hogares de menores ingresos.

Por tanto, *“El hecho de que la mayoría de los montos destinados a subsidiar los servicios públicos caigan en manos de los sectores más pudientes de la población sugiere que existen espacios para una mejor focalización de estas políticas”.*

TABLA 1: ESCALA DE REDUCCIÓN DE LOS SUBSIDIOS (DATOS EN %)

AÑO	APORTE DEL TESORO NACIONAL	APORTE DE LA DEMANDA
2016	70	30
2017	53	47
2018	37	63
2019	10	90

Fuente: Código Energético, 2017

Desde la implementación del Plan Gas, en 2013, este implicó transferencias del Tesoro Nacional con el mayor peso en las transferencias energéticas corrientes con el 53% observado en 2017 (Einstoss, 2017). **Sin embargo, la eficiencia de estas medidas puede ser puesta en duda, debido a que tanto la exploración como la obtención de petróleo y gas han sido declinantes desde la aplicación del Plan Gas (I y II).** Desde el año 2012, se redujeron en un 39% los pozos de exploración y un 9% los pozos en desarrollo (Einstoss, 2017).

Sin embargo, a partir de 2016 los subsidios se redireccionaron, pasando de compensar a los consumidores en sus facturas de servicios energéticos a buscar mantener los precios internos artificialmente altos, en pos de generar incentivos para la producción de gas y petróleo, principalmente. **El programa Barril Criollo (implementado en 2014), por ejemplo, implicó que los consumidores nacionales pagaran los combustibles más caros de la región, con transferencias desde los consumidores a los proveedores, por US\$ 6.500 millones en 2015 y 2016** (Einstoss, 2017).

Precisamente, el objetivo son las inversiones en hidrocarburos no convencionales (tanto gas, como petróleo), que entre 2013 y 2016 implicaron fondos de US\$ 11.190 millones, mientras que el Plan Gas implicó para el Tesoro Nacional erogaciones por US\$ 6.726 millones (Einstoss, 2017), **es decir que el 60% de las inversiones en hidrocarburos no convencionales se cubrió con fondos públicos.** Si se realiza esta comparación para el año 2016, **los flujos dinerarios al Plan Gas fueron iguales a las inversiones realizadas en hidrocarburos no convencionales**²¹ (Einstoss, 2017).

4.1. Los subsidios en el 2017

Si se analizan las partidas presupuestarias del sector energético en el marco del presupuesto nacional para 2017, el 90% de las partidas identificadas al sector corresponden a subsidios para la generación de energía a través de carbón, petróleo, gas, grandes hidroeléctricas y nucleares. El 77% de las partidas contrarias se corresponden a subsidios para la generación y el consumo de energía producida a través de petróleo y gas, un 12% a partidas asociadas a la generación y el transporte de gas, un 9% a petróleo y un 2% corresponde a energía nuclear. **El 5,6% del presupuesto nacional para 2017 contenía subsidios a los combustibles fósiles.**

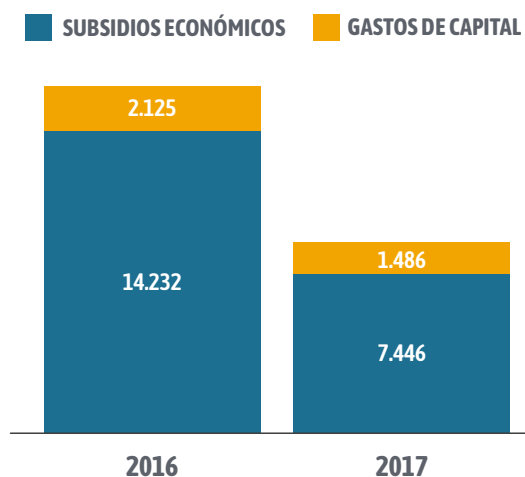
Sin embargo, en 2017 los subsidios energéticos se redujeron en comparación con el 2016, de la mano del incremento de los precios internos, a partir de la puesta en vigor de los procesos de revisiones tarifarias integrales del año 2017. La característica particular para el 2017 es la caída en las transferencias corrientes recibidas por CAMMESA (59,5%) **y la suba en la importancia del Plan Gas, que representa el 17,3% del total de las transferencias corrientes para este año** (Rojo, 2018). Para las transferencias corrientes del sector energético ejecutadas para 2017, el 87% se financió con crédito interno²² y el 13% restante con fondos del tesoro nacional²³, es decir que **la mayor parte de las mismas se financió a través de deuda, generando sus respectivos intereses.** Tal como se anunciara, los subsidios muestran una caída en el análisis interanual 2016-2017, sin embargo, el consumo es aquel con mayor merma en la recepción de los mismos.

21. Durante 2016, se invirtieron US\$ 2.880 millones en hidrocarburos no convencionales, mientras que el Plan Gas recibió US\$ 2.913 millones.

22. Crédito interno: fuente de financiamiento que proviene del uso del crédito; puede adoptar la forma de títulos de deuda, pasivos con proveedores y obtención de préstamos realizados en el mercado interno.

23. Tesoro nacional: financiamiento que tiene origen en los recursos de rentas generales. Estos recursos se caracterizan por ser de libre disponibilidad y sin cargo de devolución, por lo que excluye a las transferencias internas o externas afectadas a programas específicos de la Administración Central. Tampoco comprende el uso del crédito interno o externo.

GRÁFICO 2: SUBSIDIOS ECONÓMICOS A LA ENERGÍA (US\$ MILLONES)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MHyFP (2017)

Los subsidios económicos implican transferencias directas, mientras que los gastos de capital implican inversiones en obras de infraestructura vinculadas al sector energético. Tal como se observa en el gráfico 2, las erogaciones directas han descendido un 48%, mientras que las inversiones un 30% en el período 2016-2017.

En el marco de los subsidios económicos a la energía identificados por el Gobierno nacional, los mismos se listan en la tabla 2 (los mismos datos utilizados para configurar el gráfico 2). Estos datos son publicados en el Informe Mensual de Ingresos y Gastos (IMIG) del Sector Público Nacional No Financiero del Ministerio de Hacienda de manera agregada, es decir, sin detalles respecto a los receptores de los mismos. Por ejemplo, en los subsidios económicos a la energía se incluyen transferencias realizadas a Yacretá, represa hidroeléctrica, una fuente energética no incluida en el presente trabajo. Por lo tanto se realizó un desglose que se presentará más adelante.

TABLA 2: SUBSIDIOS ECONÓMICOS PARA EL SECTOR ENERGÍA (DATOS EN US\$ MILLONES)

	AÑO 2016	AÑO 2017	PARTIDA PRESUPUESTARIA (INCISO-PARTIDA PRINCIPAL-PARTIDA PARCIAL- PARTIDA SUBPARCIAL)
CAMMESA	9.853	4.431	5.1.9. Transf. Corrientes a Empresas Privadas
ENARSA	993	739	5.5.2.510 Transf. Corrientes a Empresas Públicas No Financieras
YCRT	237	223	5.5.2.735 Transf. Corrientes a Empresas Públicas no Financieras
Plan Gas	2.731	1.453	5.1.9. Transf. Corrientes a Empresas Privadas
Fondo fiduciario-Garrafa Social	289	300	5.5.4.980 Transf. Corrientes a Fondos Fiduciarios

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MHyFP²⁴

Según datos de CAMESA, en respuesta a un pedido de acceso a la información pública ambiental, “los fondos percibidos durante el 2016 y 2017 fueron destinados a hacer frente a la marcada disparidad entre los precios estacionales dispuesto por el artículo 36 de la Ley 24.065²⁵, que abonan por su demanda los Agentes Distribuidores, y los reales costos incurridos para generar la energía eléctrica y abastecer de ella a la demanda. Estos fondos fueron transferidos por el Estado Nacional al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través del Fondo Unificado al Fondo de Estabilización del MEM.”

Por su parte, ENARSA indica que los fondos recibidos han sido redistribuidos a diversas empresas, cuyo listado puede encontrarse en el listado adjunto en el Anexo I. Para 2017, el presupuesto para ENARSA fue de US\$ 744 millones para gastos corrientes, ejecutando US\$ 739 millones. Para gastos de capital lo presupuestado para el 2017 fue de US\$ 278 millones, y lo ejecutado fue de US\$ 260 millones.

En cuanto a YCRT se carece de información respecto a las transferencias efectivamente recibidas ante la ausencia de respuesta a los pedidos de acceso a la información enviados. Sin embargo, el presupuesto para empresa estatal para 2017 fue de US\$ 248 millones para gastos corrientes, ejecutando US\$ 223 millones. Para los gastos de capital, lo presupuestado para 2017 fue de US\$ 24 millones, mientras que lo efectivamente ejecutado fue de US\$ 22 millones.

En relación a los planes vinculados al petróleo y gas que se han abonado a lo largo de 2017, según los datos presentados por el MINEM en su respuesta al pedido de información, **los beneficiarios y montos transferidos en el marco del Plan Gas/Petróleo Plus y otros, totalizan US\$ 1.212 millones, un 1% del presupuesto nacional 2017, con una caída del 67% respecto de 2016** (Tablas 3 y 4), **cuando el monto alcanzó los US\$ 2.877 millones**. Vale aclarar que hay un pago diferido de las deudas que el Estado contrajo con las empresas petroleras y gasíferas por incumplimiento años anteriores de estos subsidios, por lo tanto, los pagos realizados en 2017 se corresponden también a deudas de años previos.

25. Artículo 36. La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará el DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

Asimismo, determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

TABLA 3: EROGACIONES EN PROGRAMAS PARA COMBUSTIBLES FÓSILES 2016-2017 (DATOS EN US\$)

FORMA DE PAGO *	CONCEPTO	AÑO 2016	AÑO 2017
BONOS	Acciones destinadas a garantizar condiciones de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido para Redes de Distribución	59.035.744	0
	Apoyo a Pequeños refinadores de Petróleo Crudo – REFIPYME	0	49.321.939
	Incentivo a la Producción de Petróleo Crudo - Petróleo Plus	643.188.748	40.424.936
	Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural (Plan Gas)	275.379.234	1.362.427
	Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para empresas con Inyección reducida	679.665.536	501.435
	SUBTOTAL	1.657.269.260	91.610.737
TESORERÍA GENERAL DE LA NACIÓN	Acciones destinadas a garantizar condiciones de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido para Redes de Distribución	0	34.407.225
	Estímulo a la exportación de Petróleo Crudo Excedente	53.211.051	7.816.671
	Estímulo para el Desarrollo de Nuevos Proyectos de Gas Natural	0	35.147.611
	Incentivo a la Producción de Petróleo Crudo - Petróleo Plus	218.510.202	1.442.317
	Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural (Plan Gas)	886.217.508	929.187.807
	Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para empresas con Inyección reducida	62.262.964	112.850.524
	SUBTOTAL	1.220.201.725	1.120.852.155
	TOTAL GENERAL	2.877.470.985	1.212.462.891

Fuente: Elaboración propia en base a datos de MINEM, 2018.

** Los pagos realizados a través de Bonos corresponden a la aplicación del Decreto 1204/2016 que dejó sin efecto el Régimen Especial para Pequeños Refinadores (REFIPYME) y PETRÓLEO PLUS, para hacer frente a las compensaciones pendientes de liquidación al 01/12/2015. Por su parte, los pagos realizados a través de la Tesorería General de la Nación corresponden a las sumas asignadas por la Ley de Presupuesto, para cada período correspondiente, para la ejecución de los Programas REFIPYME y PETRÓLEO PLUS.*

TABLA 4: BENEFICIARIOS DE LOS PROGRAMAS VINCULADOS A GAS Y PETRÓLEO (DATOS EN MILLONES DE US\$)

BENEFICIARIO	AÑO 2016	AÑO 2017	TOTAL
YPF S.A.	1.242,49	503,64	1.746,13
Pan American Energy LLC Sucursal Argentina	1.008,09	162,84	1.170,93
Total Austral S.A.Sucursal Argentina	156,45	133,21	289,66
Wintershall Energía S.A.	105,00	86,72	191,72
Petrolera Pampa S.A.	86,32	39,71	126,03
Compañía General de Combustibles S.A.	31,58	36,77	68,34
Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L.	47,97	19,60	67,57
Refinería del Norte S.A.	0,00	49,27	49,27
YSUR Energía Argentina S.R.L.	25,60	18,94	44,54
Petrobras Argentina S.A.	43,60	0,00	43,60
Pampa Energía S.A.	0,00	34,47	34,47
Compañía Mega S.A.	21,16	12,74	33,90
PBB Polisor S.R.L.	0,00	33,21	33,21
PlusPetrol S.A.	16,68	16,40	33,09
Petrolera entre Lomas S.A.	14,46	8,88	23,34
Apco Oil and Gas International INC Sucursal Argentina	7,65	14,98	22,64
Transportadora Gas del Sur S.A.	8,13	8,66	16,78
Capex S.A.	15,70	0,52	16,22
Sinopec Argentina Exploration and Production INC	7,99	5,73	13,71
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	0,00	12,69	12,69
Enap Sipetrol Argentina S.A.	8,88	3,41	12,29
Pan American Sur S.A.	12,03	0,00	12,03
Tecpetrol S.A.	8,03	1,08	9,11
Compañías Asociadas Petroleras S.A.	4,72	0,00	4,72
Crown Point Energía S.A.	0,06	3,37	3,43
Petrolera el Trebol S.A.	0,22	1,44	1,66
Medanito S.A.	1,32	0,00	1,32
San Jorge Petroleum S.A.	0,94	0,24	1,18
Colhue Huapi S.A.	0,11	1,05	1,16
Metro Holding S.A.	0,59	0,39	0,98
O & G Developments LTD S.A.	0,00	0,97	0,97
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A.	0,00	0,97	0,97

BENEFICIARIO	AÑO 2016	AÑO 2017	TOTAL
Ingeniería Alpa S.A.	0,86	0,00	0,86
Madalena Energy Argentina S.R.L.	0,64	0,00	0,64
Alianza Petrolera Argentina S.A.	0,00	0,31	0,31
Desarrollos Petroleros y Ganaderos S.A.	0,00	0,20	0,20
President Petroleum S.A.	0,13	0,00	0,13
Quintana E&P Argentina S.A.	0,04	0,00	0,04
Administración del Interior S.A.	0,00	0,04	0,04
New American Oil S.A.	0,00	0,02	0,02
Interenergy Argentina S.A.	0,01	0,00	0,01
TOTAL GENERAL	2.877,47	1.212,46	4.089,93

Fuente: Elaboración propia en base a datos MINEM, 2018

Los datos presentados en las tablas 3 y 4 corresponden a los fondos directamente recibidos por las empresas, que han sido informados en respuesta a pedidos de acceso a la información realizados por FARN.

Al respecto, YPF S.A. y Pan American Energy LLC han recibido entre 2016 y 2017 el 71% de los subsidios vinculados a la exploración de gas y petróleo. Es importante tener en cuenta que YPF tiene numerosos convenios firmados con empresas petroleras internacionales que no figuran en el listado (como ser Chevron y Dow) y que se benefician de estos incentivos, pero cuyos fondos se canalizan a través de la empresa nacional. **Entre las 41 empresas que conforman el listado de la tabla 4, tan sólo 16 de ellas han recibido el 97% de los fondos entre 2016 y 2017.**

Asimismo, al contrastar parte de la información de la tabla 4 con el sitio "Presupuesto Abierto", con los datos de las transferencias realizadas durante 2017 a empresas privadas, se encuentran otras empresas ausentes en el listado de la Tabla 4, o con valores que difieren. Estas transferencias responden a planes de incentivos para la producción de combustibles fósiles.

TABLA 5: FONDOS RECIBIDOS POR EMPRESAS PETROLERAS EN TRANSFERENCIAS A EMPRESAS PRIVADAS EN 2017

BENEFICIARIO	MILLONES DE US\$
Axion Energy Argentina S.A.	28,64
Oil Energy Argentina S.A.	13,94
Pampa Energía S.A. (*)	11,14
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. (*)	70,44
TOTAL	124,16

Fuente: Presupuesto Abierto, 2017

(*) Estas empresas se encuentran en ambos listados. Se han dejado en los mismos dado el diferencial de montos presentados. Según los datos enviados por MINEM, Pampa Energía recibió en 2017 US\$ 34,47 millones y Shell US\$ 97 mil.

En total, entre 2016 y 2017 se destinaron US\$ 4.100 millones al financiamiento de empresas vinculadas a los combustibles fósiles. Si bien **la premisa fue destinar menores fondos, el corte comenzó por parte de los consumidores, manteniendo el financiamiento a grandes empresas petroleras de gran importancia a nivel internacional**. Por ejemplo, Pan American (siendo uno de sus propietarios British Petroleum una de las mayores compañías petroleras del mundo) con US\$ 1.170 millones, la empresa de capitales chinos Sinopec con US\$ 13 millones e incluso Dow (a través de PBB y la Compañía Mega) con US\$ 67 millones, montos recibidos entre 2016 y 2017.

Los US\$ 1.200 millones erogados en 2017 a las empresas vinculadas a los combustibles fósiles serían presupuesto suficiente, por ejemplo, para construir 300 escuelas²⁶, o cubrir el salario de 100.000 docentes por un año²⁷, o construir 9 hospitales²⁸.

4.1.1. Subsidios e inversión

Si bien el objetivo de estas transferencias es el fomento de las inversiones en el sector, las erogaciones en concepto de subsidios por los programas vinculados a petróleo y gas en algunas empresas representaron tan sólo una pequeña parte de los fondos recibidos durante estos años. Si se observan datos de las inversiones anuales previstas a realizar en el año para las empresas que más subsidios recibieron durante 2016 y 2017, publicadas por el MINEM²⁹, surgen algunas observaciones.

Por ejemplo, los subsidios recibidos durante 2016 por YPF S.A. representaron un 36% de su inversión en exploración y explotación, mientras que en el caso de **Pan American Energy los subsidios cubrieron la**

26. Considerando un costo de construcción de US\$ 4 millones por escuela, el valor más elevado revisado en el sitio <http://www.700escuelas.gov.ar/web/licita2016/licitacionesBid2.html> para las licitaciones del año 2017.

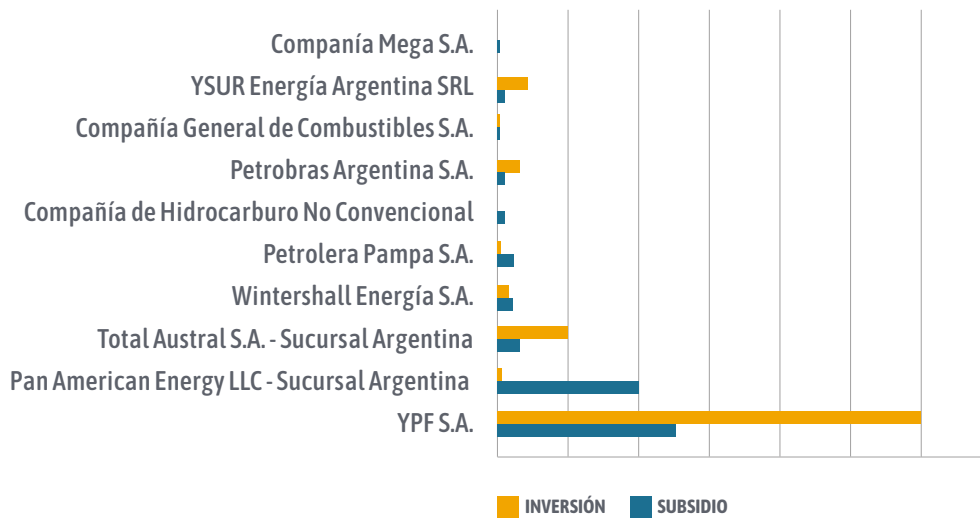
27. Considerando el salario medio de un docente publicado en 2017 en el Informe Indicativo del Salario Docente. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1rq4_k-drM_KINJxY1avBiwMW6KzsOzfX/view?usp=sharing

28. Según datos de presentación del nuevo edificio del Hospital de Clínicas, su costo rondaría los US\$ 130 millones. Fuente: <https://www.lanacion.com.ar/1954131-venderan-el-hospital-de-clinicas-y-construiran-uno-nuevo-enfrente>

29. Plan de Acción e Inversiones a Ejecutar. Disponible, disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3331>

inversión realizada. Es decir, que los subsidios representaron el 110% de lo que la empresa invirtió ese año. Un caso a destacar es el de Petrolera Pampa S.A., cuya inversión durante 2016 fue de casi US\$ 9 millones, recibiendo por parte del Estado subsidios por US\$ 86 millones; es decir que el Estado financió 10 veces su inversión en el sector. Entre las 10 empresas que más subsidios recibieron durante 2016 existe otro caso donde la inversión fue menor a las transferencias: Wintershall, con US\$ 74 millones invertidos y la recepción de US\$ 105 millones en subsidios.

GRÁFICO 3: SUBSIDIOS RECIBIDOS VS. INVERSIONES REALIZADAS EN 2016 (DATOS EN US\$ MILLONES)

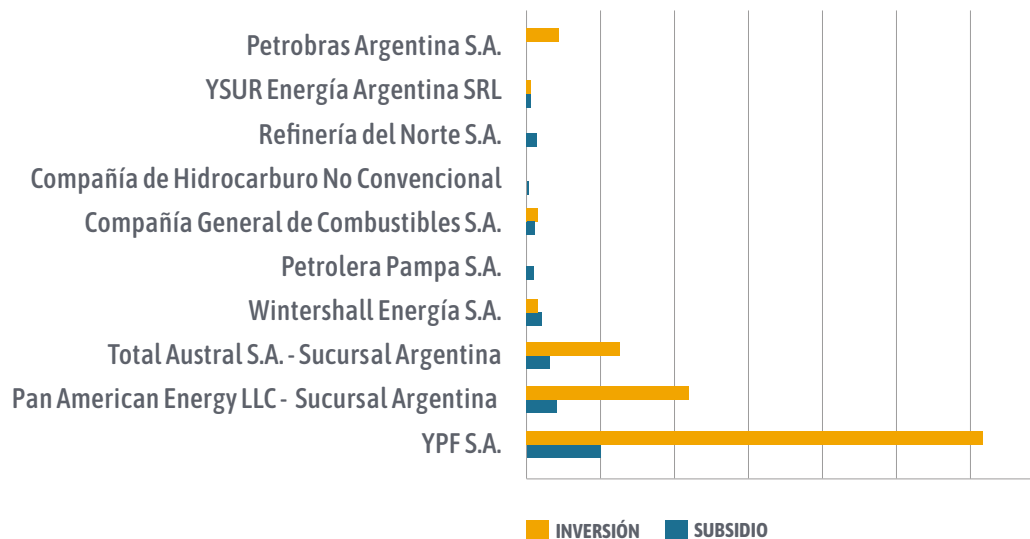


Fuente: Elaboración propia

Por su parte, si se analiza el 2017 los datos presentan una ratio diferencial entre subsidios e inversiones. Al respecto, entre las 10 empresas que más subsidios recibieron hay dos casos donde los mismos han superado a las inversiones. Nuevamente Wintershall ese año no sólo ha cubierto todas sus inversiones con subsidios, sino que además los mismos han superado el 46% de las inversiones. Por lo tanto ha recibido del Estado US\$ 87 millones, pero sólo ha invertido US\$ 64 millones. El otro caso es el de Apco Oil and Gas International Inc³⁰, la cual invirtió US\$ 2,6 millones, pero recibió por parte del Estado US\$ 15 millones.

30. Es una subsidiaria de una empresa de capitales de Estados Unidos, Williams Exploration.

GRÁFICO 4: SUBSIDIOS RECIBIDOS VS. INVERSIONES REALIZADAS EN 2017 (DATOS EN US\$ MILLONES)



Fuente: Elaboración propia

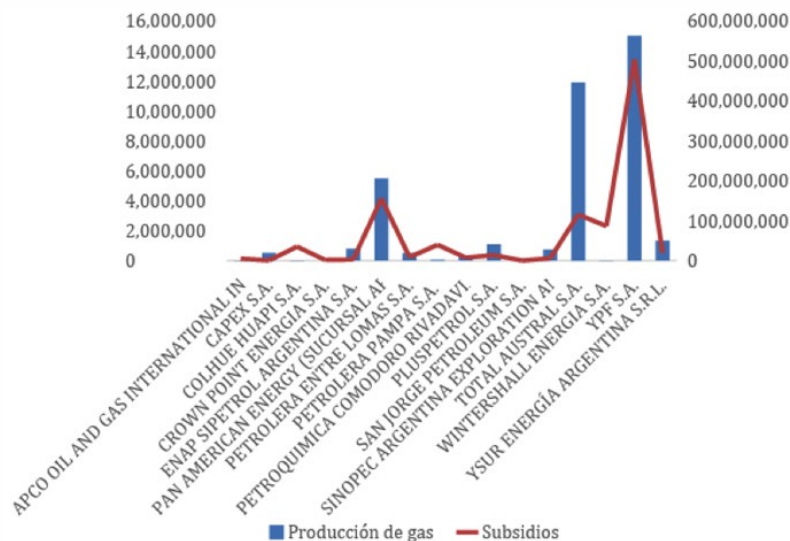
Por tanto, es importante volver a mencionar que **el Estado está pagando de activos durables en algunos casos, que quedarán en posesión de las empresas.**

4.1.2. Subsidios y producción

Por su parte, si las variables de análisis son la producción y los subsidios recibidos, se puede observar una tendencia particular según el combustible subsidiado. Para el gas, en el año 2017, los datos publicados por el MINEM³¹ son muy dispares en cuanto al subsidio por Mm3 producido. Empresas como Sinopec reciben en concepto de subsidios 8 US\$/Mm3 producido, Enap 4 US\$/Mm3 mientras que en el extremo Wintershall ha recibido más de 12.858 US\$/Mm3, pasando por valores de 676 US\$/Mm3 de la empresa Apco.

31. Disponible en <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299>

GRÁFICO 5: PRODUCCIÓN DE GAS Y SUBSIDIOS PERCIBIDOS POR LAS EMPRESAS EN 2017

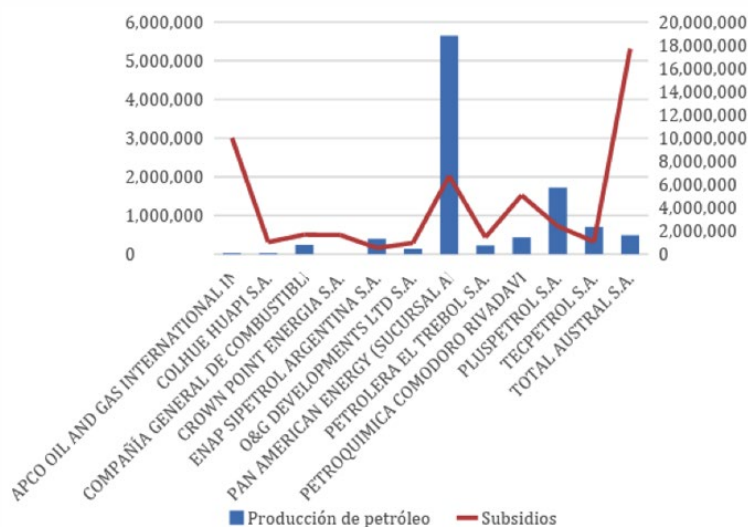


Fuente: Elaboración Propia

Producción de gas: datos en Mm3 / Subsidios: datos en US\$

En tanto, para la producción de petróleo en 2017 Apco es la empresa que mayores fondos ha recibido por M3 producido, con 340 US\$/M3, Enap, Pluspetrol y Pan American en el otro extremo recibieron 1 US\$/M3 producido, mientras que hay casos donde han recibido fondos pero sin datos de producción publicados en el MINEM.

GRÁFICO 6: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y SUBSIDIOS PERCIBIDOS POR LAS EMPRESAS EN 2017



Fuente: Elaboración Propia

Producción de petróleo: datos en M3 / Subsidios: datos en US\$

4.1.3. Fondos al consumo

Respecto a los subsidios vinculados al consumo se pueden observar las transferencias desde el Tesoro Nacional para los fondos fiduciarios: Subsidio a los consumidores residenciales (Ley 25.565) y Fondo para subsidios de consumos residenciales de GLP (Ley 26.020).

TABLA 6: TRANSFERENCIAS A FONDOS FIDUCIARIOS 2016-2017 (MILLONES DE US\$)

DATOS EN MILLONES DE US\$		2016	2017
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo Ley 26.020	Titulares de Hogares de bajos recursos, consumidores de GLP envasado, en zonas no abastecidas por redes	301	15
	Productores de GLP	4	281
Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales - Decreto 786/2002		295	190
TOTAL FONDOS FIDUCIARIOS		600	486

Fuente: Elaboración propia en base a ejecución presupuestaria de las transferencias³² y datos presentados en respuestas a pedidos de acceso a la información pública

Según los datos presentados en la tabla anterior entre 2016 y 2017 hay una reducción del 20% de las transferencias en los fondos fiduciarios al consumo. Los fondos para las empresas productoras fueron de US\$ 2.877 millones, mientras que el consumo sólo recibió US\$ 600 millones, es decir, que por cada US\$1 destinado al consumo se destinaron US\$5 a las empresas. Sin embargo, es interesante remarcar la situación del fondo conocido como Programa Garrafa³³, donde se pasó en 2016 de destinar a los titulares de hogares un 98% de las transferencias a un 94% de los fondos a los productores en 2017. Es decir, que el fondo pasó de financiar a los consumidores a los productores. Por tanto, durante 2017 ello pareciera haberse acentuado, ya que por cada US\$1 destinado a los consumidores las empresas recibieron US\$6.

4.1.4. Emisión de deuda

En cuanto a la emisión de Letras del Tesoro (LETES)³⁴, es decir, títulos de deuda emitidos por el Gobierno nacional para su propio financiamiento, en el presupuesto 2017 se autoriza a la colocación de LETES por US\$1.115 millones como garantía por la compra de combustibles líquidos y gaseosos, la importación de energía eléctrica, adquisición de aeronaves y componentes extranjeros y bienes de capital de obras públicas nacionales realizadas o a realizarse (artículo 37).

En tanto, en la ejecución del presupuesto a lo largo del año se dispusieron dos emisiones de **LETES al sector de los combustibles fósiles: una suscrita por CMMESA por un monto aproximado de US\$ 880 millones³⁵ y otra a ser suscrita por el Fondo Argentino de Hidrocarburos³⁶ por un monto de US\$ 19 millones³⁷**. Ambas emitidas el 28 de diciembre de 2017 con una fecha de vencimiento en marzo de 2018, las primeras, y en abril de 2018, las segundas.

32. <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/ejecucion-presup-de-las-transferencias>

33. Un listado de los beneficiarios por provincia se encuentra en el Anexo II.

34. Las Letras del Tesoro (LETES) son títulos de deuda emitidos por el Gobierno nacional para su propio financiamiento.

35. Resolución 269-E del Ministerio de Finanzas.

36. Las Letras del Tesoro (LETES) son títulos de deuda emitidos por el Gobierno nacional para su propio financiamiento.

37. Resolución 269-E del Ministerio de Finanzas.

4.2. Los subsidios en el 2018

Se estima que en el marco del presupuesto 2018 el MINEM reciba US\$ 3.935 millones en concepto de subsidios para redistribuir; por lo tanto, el 80% de los gastos proyectados de este organismo son subsidios a los combustibles fósiles. En 2017 este porcentaje fue de 75%. Por su parte, el presupuesto 2018 prevé que el 3,1% de sus gastos se destinen a subsidios a los combustibles fósiles.

En el presupuesto nacional los objetivos de las medidas en cuanto a hidrocarburos son **tendientes a los principios de libre disponibilidad y libre juego de oferta y demanda en la determinación de los precios, en el marco de priorizar el abastecimiento del consumo interno.** Para ello se aplicarán iniciativas tendientes a:

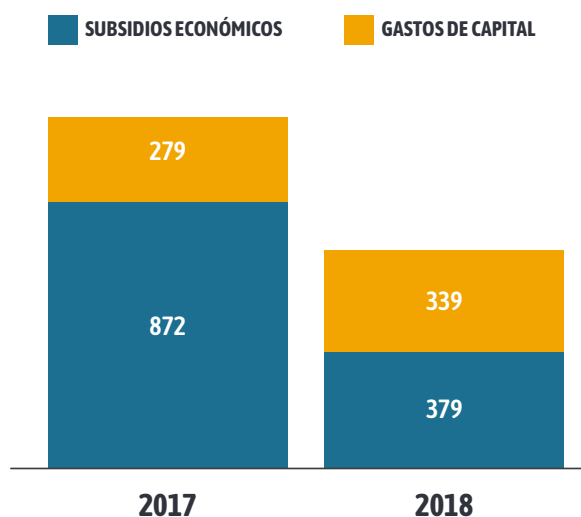
- i. *“Incrementar la oferta de hidrocarburos a través de incentivos a la exploración y explotación de yacimientos de petróleo crudo, gas y la producción de derivados, transporte y el desarrollo de combustibles alternativos, a través de programas de incentivos.*
- ii. *Continuar promoviendo la inversión en yacimientos de gas a partir de programas de incentivos específicos.*
- iii. *Incentivar la inversión privada en petróleo y fomentar el incremento en la producción de gas oil y naftas.”*

Mediante estos incentivos se espera incrementar la producción de gas un 6% y una tasa de estímulo a la producción de gas natural del 11,4%. Por lo tanto, en el marco del presupuesto 2018 se mantiene la importancia y preponderancia en la generación de energía a través de combustibles fósiles. Incluso se incluye el carbón con el objeto de asegurar la oferta de energía eléctrica. Al respecto de esta última, en el presupuesto se estipula continuar con el proyecto de construcción “Llave en mano, Central Térmica Río Turbio”. Sin embargo, se carece de una partida presupuestaria particular para el mismo, como ha sucedido en los presupuestos años anteriores.

En lo que respecta a los recursos hidrocarburíferos, durante 2018 el organismo planea evaluar el potencial offshore del Mar Argentino. Asimismo, menciona la importancia de las adendas a los convenios colectivos de trabajo, firmadas durante 2017 entre sindicatos y empresas, destacando las condiciones para mejorar la competitividad del país. También se destacan los acuerdos productivos firmados por el gas en Vaca Muerta, y otras cuencas productivas, otorgando *“previsibilidad al sector mejorando el horizonte de inversión para las empresas.”* Sin embargo, es difícil monetizar estas medidas que buscan reducir los riesgos y los costos al sector.

Si se analiza el Informe Mensual de Ingresos y Gastos (IMIG) del Sector Público Nacional No Financiero del Ministerio de Hacienda entre enero y marzo de 2018, los subsidios energéticos han presentado una reducción interanual del 44%, es decir, que en 2017 hasta el tercer mes se habían erogado US\$ 872 millones en este concepto mientras que en el mismo período de 2018 el monto fue de US\$ 379 millones.

GRÁFICO 7: SUBSIDIOS ECONÓMICOS ENTRE ENERO Y MARZO 2018 VS. 2017 (US\$ MILLONES)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MHyFP (2017)

En sí, se planea que las empresas estarán recibiendo para su financiamiento a lo largo de 2018:

TABLA 7: SUBSIDIOS ECONÓMICOS PARA EL SECTOR ENERGÍA - EJECUCIÓN BASE CAJA, US\$ MILLONES

CONCEPTO	PRESUPUESTADO	EJECUTADO (*)
Fondo Consumo de Gas ^{*1}	467,76	64,69
CAMMESA	3.204,75	0,00
ENARSA	500,00	75,00
Plan Gas ^{*2}	663,43	20,91
YCRT	171,78	24,84

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Presupuesto Abierto 2018 (*) Datos al 12/04/2018

^{*1} Incluye Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales y Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo Ley 26.020.

^{*2} Incluye Plan Gas I - Resolución CPyCE del PNIH 1/2013, Plan Gas II - Resolución CPyCE del PNIH 60/2013 y Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017.

En particular ENARSA prevé para el 2018 que el **17,5% de los ingresos percibidos corresponderá a transferencias del Tesoro Nacional a efectos de financiar erogaciones corrientes de la empresa, fundamentalmente destinadas a solventar la diferencia entre el precio de importación del combustible y el precio de venta del mismo al mercado interno, es decir, que la empresa contará con US\$ 500 millones para subsidios de los precios de combustibles fósiles.**

Por su parte, la actividad 41, partida presupuestaria denominada “Estímulos a la Producción de Gas Natural” por US\$ 537 millones se corresponde a los beneficiarios de los Programas al Estímulo a la Inyección Excedente del Gas Natural, al Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y Gas Propano Indiluido para Redes de Distribución. Estas transferencias corrientes por **US\$ 537 millones se destinarán al Plan Gas I y II con el fin de subsidiar 16.024 millones de m3 y 3.526 millones de m3 respectivamente**, respondiendo a deudas contraídas en ejercicios anteriores.

En cuanto al detalle de empresas, solo se encuentran listadas algunas empresas que están recibiendo fondos a lo largo del 2018 entre la información presentada en el Presupuesto Abierto entre los datos ejecutados. Entre ellas se destacan, al igual que en el 2017, YPF y Shell, entre otras. A destacar, por ejemplo, figura Oil también, empresa con una deuda con el fisco pero que, sin embargo, continúa recibiendo fondos. **Por tanto, en los primeros meses de 2018 las empresas han recibido como transferencias desde el Tesoro Nacional US\$130 millones de dólares, monto equivalente a la reconstrucción del Hospital de Clínicas³⁸.**

TABLA 8: FONDOS RECIBIDOS POR EMPRESAS PETROLERAS EN TRANSFERENCIAS A EMPRESAS PRIVADAS EN 2018 (EJECUTADO)

BENEFICIARIOS	MILLONES DE US\$
Axion Energy	8,98
Empresas Distribuidoras de Gas - Res 508/2017	33,13
Oil Energy Argentina S.A.	3,17
Pampa Energía S.A.	1,68
Productores de Gas Propano - Decreto 934/2003	21,53
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A.	12,87
Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.	50,12
TOTAL	131,47

Fuente: Presupuesto Abierto 2018 – Datos al 12/04/2018

Se estipula que el 61% del costo mayorista eléctrico se cubra a través de la tarifa abonada por los usuarios, mientras que un 30,80% de los usuarios residenciales serán beneficiarios de la tarifa social, la cual beneficiaría a 4.050.000 hogares. Los subsidios destinados para estas tareas **totalizan US\$ 3.205 millones**. Por su parte, se espera otorgar subsidios a través del Programa **HOGAR, destinado a hogares de bajos recursos sin servicio de gas por redes a 2.850.000 casas, por US\$ 420 millones**, totalizando US\$ 147 por hogar. Además, se prevé una partida presupuestaria para la compensación de tarifas por **US\$ 240 millones (denominada actividad 45 – Compensación Tarifaria)**. **Esta partida se corresponde a las compensaciones a abonar en el marco del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas**, vigente hasta marzo de 2021. Estos fondos se destinan a mantener la compensación que algunas poblaciones vulnerables aún reciben. En efecto, luego del aumento de tarifas acontecido en febrero de 2018 en el precio estabilizado de la energía eléctrica, todavía, según datos del Gobierno, **persiste un subsidio del 28% para los usuarios residenciales y pequeños comercios** (JGM, 2018).

En cuanto a la presupuestación de los fondos fiduciarios para energía en 2018, el 76% de los gastos de los mismos corresponde a transferencias corrientes, es decir, lo que generalmente se destina a la concesión de subsidios, mientras que el 24% restante corresponde a transferencias de capital, desti-

38. Ver nota al pie número 25.

nadas a obras de infraestructura, con una leve suba este año para las transferencias corrientes, con un incremento de 3 p.p. frente al 2017.

En consonancia, en el Fondo para Consumo Residencial de Gas y el Programa Hogar también predominan las transferencias corrientes o subsidios por sobre las transferencias de capital (para la realización de obras de infraestructura).

TABLA 9: FONDOS FIDUCIARIOS PARA EL CONSUMO DE GAS EN 2018
(DATOS EN MILLONES DE DÓLARES)

FONDOS FIDUCIARIOS VINCULADOS AL CONSUMO DE GAS	PRESUPUESTADO	EJECUTADO
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo Ley 26.020	417,76	64,69
Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales	50,00	0,00
TOTAL	467,76	64,69

Fuente: Presupuesto Abierto, 2018

En tanto, en materia de energía, las obligaciones a cargo del Tesoro **totalizan US\$1.225 millones, lo que incluye transferencias a empresas públicas para el financiamiento del subsidio del precio comercializado en el mercado interno de los combustibles fósiles**, con remesas a ENARSA para tal fin. También se contemplan gastos de la Entidad Binacional Yacretá, así como a promover la actividad minera a través del financiamiento del gasto operativo de Yacimientos Carboníferos de Río Turbio. También cuestiones vinculadas a proyectos de inversión de ENARSA y de Nucleoeléctrica Argentina S.A (NASA).

4.3. Gastos tributarios

No sólo los incentivos directos se computan como subsidios, sino también otros instrumentos que benefician al sector, como la flexibilización de los convenios de trabajo en pos de reducir los gastos laborales de las empresas petroleras y gasíferas. En este mismo sentido se pueden analizar los gastos tributarios, es decir, aquellos ingresos que el fisco deja de percibir al otorgar un tratamiento impositivo que se aparta del establecido con carácter general en la legislación tributaria, con el objetivo de beneficiar a determinadas actividades, zonas, contribuyentes o consumos.

Una de estas excepciones corresponde al pago del Impuesto a la Transferencia de los Combustibles (ITC) a los consumidores de las provincias de Neuquén, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, la Antártida e Islas del Atlántico Sur. Esta excepción está basada en la Ley 27.209, la cual desde el año 2015 establece tasas diferenciales del 22% para la nafta, y del 12% para el gasoil.

Al respecto, para el Impuesto sobre los Combustibles, la mayor parte de estos gastos tributarios se origina en las diferencias de las alícuotas que rigen para las naftas, el gasoil (sólo se considera el consumo de automóviles) y el GNC; y en la exención vigente para los combustibles utilizados en la zona sur del país. **Con este impuesto, al 2017, el Tesoro Nacional dejó de percibir US\$ 1.164 millones, y en 2018 se prevé que este monto sea de US\$ 1.176,15 millones; en ambos años estos montos representaron un 0,20% del PBI.**

TABLA 10: GASTOS TRIBUTARIOS VINCULADOS AL IMPUESTO AL COMBUSTIBLE

GASTO TRIBUTARIO	2016		2017		2018	
	MILLONES DE US\$	%PBI	MILLONES DE US\$	%PBI	MILLONES DE US\$	%PBI
Diferencia entre las alícuotas aplicadas a las naftas y al GNC						
Diferencia entre las alícuotas aplicadas a las naftas y al gasoil, en el caso de los automotores gasoleros	312,60	0,06	352,29	0,06	359,80	0,06
Exención de los combustibles líquidos a ser utilizados en la zona sur del país	234,74	0,04	271,60	0,04	286,61	0,05
Reducción del Impuesto sobre los Combustibles, Ley 23.966, por	313,54	0,06	353,34	0,06	360,90 (*)	0,06
incorporación al gasoil de biodiesel no gravado	146,59	0,03	165,20	0,03	168,74	0,03
Exención del Impuesto sobre el Gasoil y el Gas Licuado para Uso Automotor, Ley 26.028, para el biodiesel utilizado en la generación de energía	0,09	0,00	0,10	0,00	0,11	0,00
Impuesto diferencial para las ciudades de Posadas y Clorinda. Decreto 1322/2016			21,63	0,00		
TOTAL (MILLONES DE US\$)	1.007,56	0,19	1.164,16	0,19	1.176,15	0,20

Fuente: MHyFP, 2018

(*) Vale mencionar que la reforma tributaria (ver punto 5) sancionada en diciembre de 2017 eliminó las exenciones para el gasoil y solo se mantendrán en las naftas, por lo que el gasoil, diesel oil y kerosene deberán pagar un monto reducido que representa la mitad de lo que se tributará en el resto del país en la zona patagónica. Esta modificación no se refleja en este monto.

Los biocombustibles, tanto biodiesel como bioetanol, cuentan con un régimen especial que, no sólo fomenta su uso a través de cortes obligatorios (10% y 12%, respectivamente) con nafta y gasoil, según corresponda, sino que además cuentan con un régimen tributario especial³⁹. En tanto el **régimen para la producción y el uso sustentable de los biocombustibles** establece la exención de impuestos⁴⁰ para 2018, con un monto de US\$ 507 millones, el cual supera los US\$ 497 millones del año pasado.

4.4. Los subsidios a futuro: los planes para 2019

A fines de marzo 2018, mediante la Resolución 97/2018 del MINEM, se menciona la dificultad en la disponibilidad de fondos presupuestarios y el compromiso asumido de cumplir con los objetivos de reducción del déficit fiscal, los cuales incidieron en la posibilidad de cancelar las compensaciones resultantes de los programas vinculados a los combustibles fósiles.

Esta misma resolución indica que con “el fin de no afectar el valor de las compensaciones comprometidas en el marco de los referidos Programas, así como de otorgar un mecanismo que **permita dar certe-**

39. Mayor información se encuentra disponible en el Anexo III

40. La no gravabilidad del impuesto a los combustibles y el impuesto sobre la nafta y el gas natural comprimido (GNC).

za y previsibilidad, se considera conveniente ofrecer a las empresas beneficiarias de dichos Programas un procedimiento de cancelación de las compensaciones al que puedan voluntariamente adherir, que contemple adecuadamente tales objetivos." Las deudas comenzarán a cancelarse a partir del 1° de enero de 2019.

Por lo tanto, **la cancelación de deuda implicará que las empresas percibirán US\$ 1.583 millones a lo largo del 2019.**

TABLA 11: FONDOS A PERCIBIR EN CONCEPTO DE CANCELACIÓN DE DEUDAS A PARTIR DE 2019

EMPRESA	85% + 15% AJUSTADO (US\$)
Grupo YPF	792.103.755
Grupo Pan American	162.906.490
Total Austral S.A.	159.542.944
Wintershall Energía S.A.	120.819.112
Petrolera Pampa S.A	90.980.496
Compañía General de Combustibles S.A. y Unitec Energy S.A.	59.368.287
Petrobrás Argentina S.A., Canadian Hunter Argentina S.A., Atalaya Energy S.A.	57.615.762
PBBPolisur S.R.L.	55.341.796
Petrobrás Operaciones S.A.	34.345.931
Petrolera entre Lomas S.A.	13.786.527
Sinopec Argentina Exploration and Production INC.	12.661.496
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	5.154.175
Apco Oil and Gas International INC. Sucursal Argentina, Apco Austral S.A y Northwest	4.703.048
Tecpetrol S.A.	3.910.282
Enap Sipetrol Argentina S.A.	2.845.308
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y O&G Developments LTD S.A. (Rincón de la	2.346.520
Mobil Argentina S.A.	1.461.807
Exxon Mobil Exploration Argentina S.R.L (Bajo del Choique - La Invernada)	1.246.252
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y O&G Developments LTD S.A. (Cruz de Lorena)	850.950
O&G Developments LTD S.A. (Sierras Blancas)	606.319
Petronas E&P Argentina S.A.	426.956
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	253.575
TOTAL	1.583.277.788

Fuente: MINEM, 2018⁴¹

41. Anexo I de la Resolución 97/2018.

4.5. Análisis comparativo 2017 / 2018

Tal como fuera revisado a lo largo del 2017, la caída de los subsidios a los combustibles fósiles se hace notar principalmente en los hogares, con un fuerte incremento de los servicios públicos. Según el JGM (2018), los aumentos de tarifas en el 2018 tienen como fin cubrir los costos de abastecimiento y de reducir los subsidios ineficientes, sin que ello implique un incremento en la facturación del año 2018, ni para los productores de gas natural, ni para las generadoras eléctricas. Según el Presupuesto Nacional 2018, la reducción de los subsidios es explicada fundamentalmente por el cronograma previsto en la recomposición tarifaria y a la refocalización del programa Plan Gas, por lo que el MINEM recibirá alrededor de un 20% menos que en 2017 (JGM, 2018).

Si bien es importante contar con la información vinculada a los datos que el Estado Nacional agrupa en los subsidios económicos a la energía de manera abierta y mensual, también se pueden incluir en el marco de la definición de subsidios de la OMC otras medidas abordadas que apoyan al sector de los combustibles fósiles. Entre ellas se encuentran los gastos tributarios, la emisión de LETES como garantía a actividades vinculadas a los mismos, como así también actividades gubernamentales incluidas en el presupuesto, tendientes a la promoción de este tipo de energía. Con la inclusión de esta información, y tomando en cuenta los datos vinculados a la ejecución (dinero efectivamente gastado por el Estado) para el 2017, y lo previsto para 2018, **han disminuido un 27% los subsidios a los combustibles fósiles, pasando de US\$ 9.487 millones a US\$ 6.901 millones⁴². Estos montos representaron el 1,74% del Producto Bruto Interno (PBI) en el 2017, y el 1,27% para el 2018.** En la tabla 12 se puede encontrar un listado de los subsidios computados en el presente análisis.

TABLA 12: LISTADO DE SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES INCLUIDOS EN EL PRESENTE TRABAJO (DATOS EN MILLONES DE US\$)

PARTIDA PRESUPUESTARIA	AÑO 2017	AÑO 2018
Regulación del Transporte y Distribución de Gas	44	41
Regulación y Contralor del Mercado Eléctrico	22	23
Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural (Plan Gas)	931	0
Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II)	113	0
Estímulo para el Desarrollo de Nuevos Proyectos de Gas Natural (Resolución MEM 74/2016)	35	0
Acciones destinadas a garantizar condiciones de abastecimiento de gas propano indiluido para redes de distribución (Decreto 934/2003)	34	0
Incentivos a la Producción de Combustibles - Refinación Plus- (Decreto 2014/2008)	49	0
Construcción Central Termoeléctrica a Carbón Río Turbio	0,4	0,0
Ejecución de la Política de Hidrocarburos	637	0
Estímulos a la Producción de Gas Natural	0	537

42. Respecto a la metodología utilizada se recomienda revisar el documento "Subsidios a los combustibles fósiles: El caso de Argentina y su vinculación con la agenda del G20".

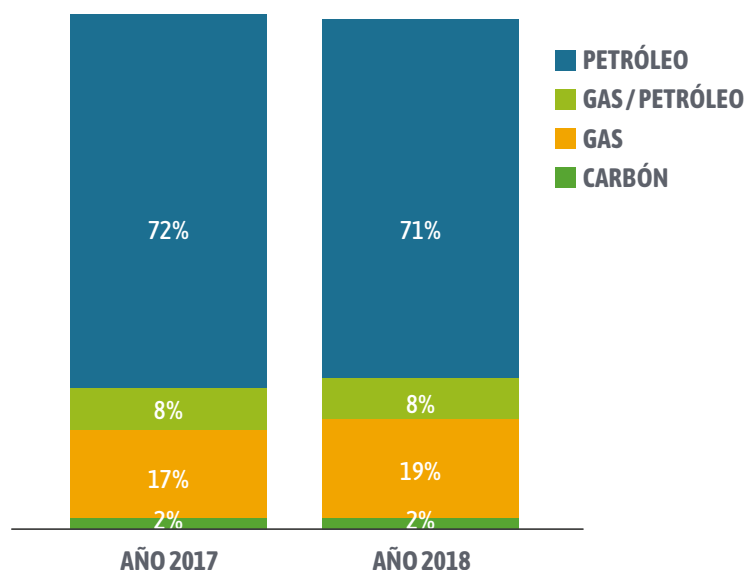
PARTIDA PRESUPUESTARIA	AÑO 2017	AÑO 2018
Compensación Tarifaria	0	240
Sustentabilidad del Mercado Eléctrico / CAMMESA	4.431	3.205
Fondo Nacional de Energía Eléctrica - FSCT 60%	32	32
Incentivo a la Producción de Petróleo Crudo - Petróleo Plus	42	0
Estímulo a la exportación de Petróleo Crudo Excedente	8	0
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo Ley 26.020 - Productores (*)	281	397
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo Ley 26.020 - Consumidores	15	21
Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales - Decreto 786/2002	190	50
ENARSA	739	500
YCRT	223	172
Impuesto a los combustibles	1.164	1.176
Exenciones impositivas a los biocombustibles	497	507
TOTAL US\$ (**)	9.487	6.901

(*) Para 2018 el monto total presentado por el Fondo Fiduciario es de US\$ 418 millones, sin embargo, para seguir con la tendencia de datos presentados en 2017 se estableció como hipótesis que un 5% se destinará a consumidores.

(**) Dado que las Obligaciones a Cargo del Tesoro se corresponden a transferencias del Estado para ENARSA principalmente, buscando evitar la duplicación de datos, las mismas se han quitado del cálculo final.

El más beneficiado entre los combustibles fósiles **ha sido el petróleo**, con una tendencia a la baja camino a ser reemplazado por el gas, de la mano de la vigencia solamente del nuevo plan gas para la extracción en nuevos yacimientos a través del establecimiento de un precio fijo (Gráfico 8). Ello pone de manifiesto la baja incidencia del carbón en la matriz nacional, con las remesas para la empresa pública Yacimientos Carboníferos Río Turbio, la cual no ha respondido los pedidos de acceso a la información pública presentada.

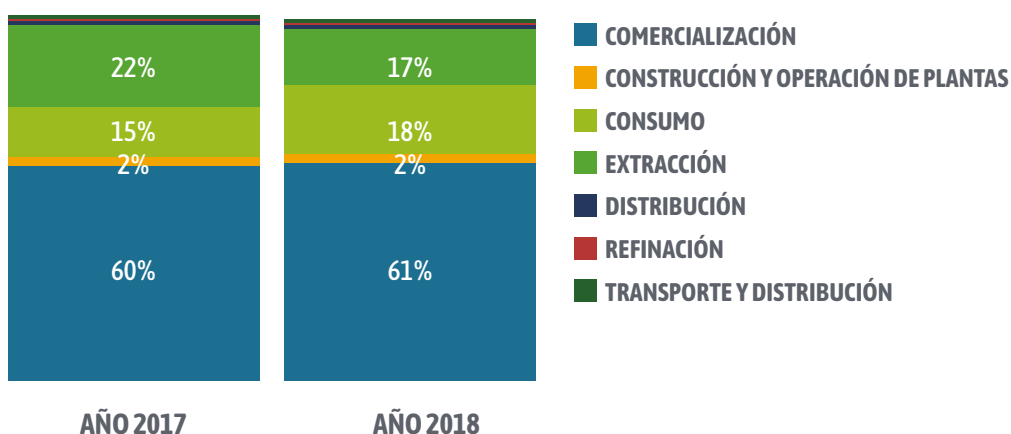
GRÁFICO 8: SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES POR TIPO DE PRODUCTO



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, **en relación a la etapa de la cadena, la comercialización es la que mayor peso tiene**, dado los fondos recibidos por CAMMESA, ENARSA, **con un monto cercano al 80% para el 2018, quedando el consumo en segundo lugar**, de la mano de las exenciones impositivas para el consumo de estos combustibles, principalmente (Gráfico 9).

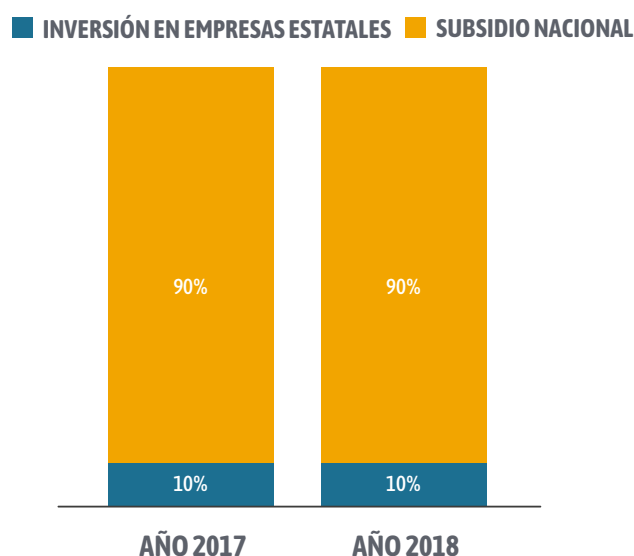
GRÁFICO 9: SUBSIDIOS POR ETAPA DE LA CADENA



Fuente: Elaboración propia

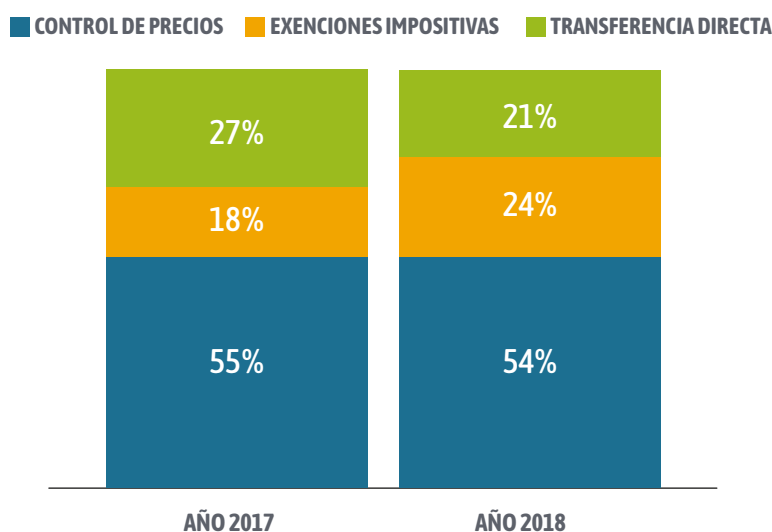
En lo que respecta a la categoría de subsidios, **los que predominan son los subsidios propiamente dichos, quedando en segundo lugar la inversión en empresas públicas**, que incluye la financiación incluso a través de emisión de deuda (Gráfico 10). Por su parte, el Estado utiliza distintos instrumentos para brindar fondos, entre los cuales el que mayormente ha sido utilizado en el período de análisis (Gráfico 11) es el control de precios a través del establecimiento de un precio regulado (por encima del precio internacional) para los proyectos de combustibles fósiles. En 2018 se muestra una tendencia creciente del uso de exenciones impositivas, en detrimento de las transferencias directas.

GRÁFICO 10: CATEGORÍAS DE SUBSIDIOS



Fuente: Elaboración propia

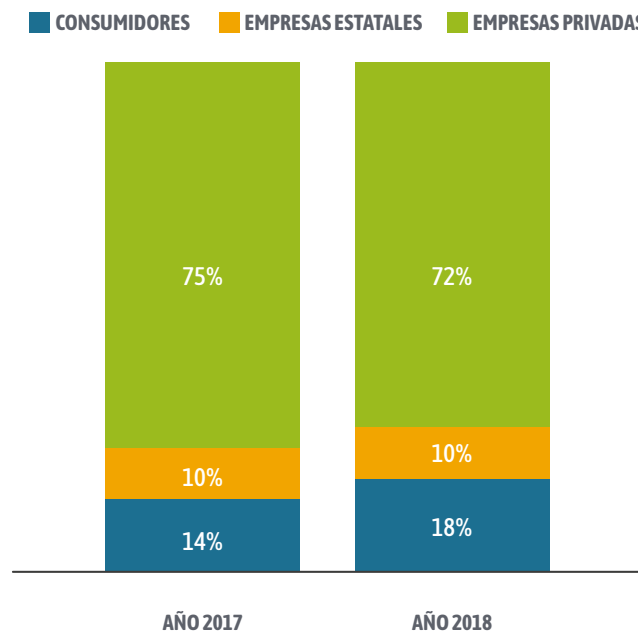
GRÁFICO 11: INSTRUMENTO GUBERNAMENTAL PARA EL OTORGAMIENTO DE LOS SUBSIDIOS



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, si se analizan los beneficiarios de estos fondos, la gran preponderancia la tienen las empresas privadas (Gráfico 12). El incremento interanual en los beneficios que reciben los consumidores está explicado por las exenciones impositivas que nafta y gasoil tienen en ciertas provincias como Formosa, Misiones y en la Patagonia. Sin embargo, la reforma tributaria (que se analiza en el siguiente apartado) eliminó las exenciones para el gasoil en la zona patagónica y solo se mantendrán en las naftas, por lo que el gasoil, diesel oil y kerosene deberán pagar un monto reducido, que representa la mitad de lo que se tributará en el resto del país. Dicha modificación no se refleja en los cálculos, al carecer de datos oficiales actualizados vinculados a los gastos tributarios.

GRÁFICO 12: BENEFICIARIOS DE LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



Fuente: Elaboración propia

5. LA REFORMA TRIBUTARIA

El proyecto de reforma tributaria elevado por el Poder Ejecutivo al Parlamento incluyó la **incorporación del impuesto al dióxido de carbono (CO2)**. Recordemos que este es principal gas que produce efecto invernadero, y cuya principal fuente de emisión es la quema de combustibles fósiles. Esta medida se trató en el marco de la reforma tributaria del 19 de diciembre de 2017.

El impuesto al CO2 busca desincentivar el consumo y la producción de combustibles fósiles que afectan al cambio climático, al tiempo que debería permitir una mejor transición hacia las energías renovables.

No obstante, el surgimiento de este gravamen no ha escapado a la lógica que tanto el gobierno como la industria les imponen a estas decisiones, por cuanto **han logrado exceptuar del pago del impuesto a los proyectos de producción de gas mediante la técnica de fracking, los cuales coinciden con aquellos que recibirán beneficios económicos en el marco del nuevo plan gas.**

El instrumento propuesto en la reforma fiscal se basa en el principio jurídico del “contaminador pagador” y busca internalizar al costo las externalidades negativas que genera el consumo de este recurso.

Según datos del Banco Mundial (2017a), más de 40 países, que dan cuenta aproximadamente de la cuarta parte de las emisiones mundiales de gases efecto invernadero, aplican un precio al carbono. La mitad de estos países tiene un impuesto al carbono, y la otra mitad tiene sistemas de permisos comercializables. Entre los países del primer grupo, Suecia tiene un impuesto de 126 US\$/ton; mientras que México, por ejemplo, grava al CO2 a sólo 3 US\$/ton. Por otro lado, países como Chile y Colombia tienen un impuesto de 5 US\$/ton (que en Chile se aplicará a partir del 2018).

Es importante remarcar que los países de América Latina con este tipo de imposición son miembros de la OCDE, dando una clara señal que esta nueva medida económica se realiza para que Argentina vaya alineando sus políticas internas a aquellas que promueve este foro internacional, para lograr su ingreso en el corto plazo.

Este impuesto consistirá en una suma fija según el tipo de combustible, con la posibilidad de incrementarlo hasta un 25% y disminuirlo hasta un 10%. Los montos serán variables según el tipo de combustible, y se presentan en la Tabla 13.

TABLA 13: ESQUEMA PREVIO Y ACTUAL DEL IMPUESTO AL CARBONO

CONCEPTO*	PREVIO PROYECTO (MONTO FIJO EN \$)	ACTUAL PROYECTO (MONTO FIJO EN \$)	UNIDAD DE MEDIDA	DESTINO DE LA RECAUDACIÓN
Gas Natural	0,854	n/a	metro cúbico de 9.300 kcal/m3	Tesoro nacional (10,4%); FONAVI (15,17%); las provincias (10,40%); Sistema Único de Seguridad Social (28,69%); Fideicomiso de Infraestructura Hídrica (4,31%); Fideicomiso de Infraestructura de Transporte (28,58%); Compensación Transporte Público (2,55%).
Carbón Mineral	1,073	0,429	kilogramo	
Gas Natural Licuado	1,175	n/a	kilogramo	
Gas Licuado de Petróleo	1,307	n/a	kilogramo	
Coque de petróleo	1,393	0,557	kilogramo	
Aerokerosene	1,124	n/a	Litro	
Fuel Oil	1,297	0,519	Litro	

CONCEPTO*	PREVIO PROYECTO (MONTO FIJO EN \$)	ACTUAL PROYECTO (MONTO FIJO EN \$)	UNIDAD DE MEDIDA	DESTINO DE LA RECAUDACIÓN
Nafta sin plomo; virgen	1,03	0,412	Litro	Régimen Transitorio de Distribución entre la Nación y las Provincias (75%); y programas y acciones del Poder Ejecutivo Nacional destinados a la promoción de energías renovables y eficiencia energética y otros programas referidos a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (25%).
Gasolina natural	1,03	0,412	Litro	
Solvente	1,03	0,412	Litro	
Aguarrás	1,03	0,412	Litro	
Gasoil	1,182	0,473	Litro	
Diésel oil	1,182	0,473	Litro	

**En el biodiesel, bioetanol combustible y biogás el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente nafta, gas oil, dieseloil, gas u otro componente gravado. Los biocombustibles en su estado puro no resultan alcanzados.*

Fuente: Elaboración propia en base a los datos del proyecto de ley de reforma tributaria

Estos montos se actualizarán por trimestre calendario, sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor; y **el impuesto está calculado sobre una base de un precio de 10 US\$/tnCO₂eq (por tonelada de dióxido de carbono equivalente), vale aclarar que previamente el valor era de 25 US\$/tnCO₂eq.** En relación, el Carbon Pricing Leadership Coalition⁴³ menciona que el precio del carbono a nivel mundial debería estar entre 40 y 80 US\$/tnCO₂eq de CO₂ a 2020 y entre 50 y 100 US\$/tnCO₂eq para 2030 (Banco Mundial, 2017b).

43. Es una asociación voluntaria de gobiernos nacionales y subnacionales, empresas y organizaciones de la sociedad civil que acuerdan sobre el uso de políticas efectivas para la fijación de precios de carbono con el fin de mantener competitividad, crear empleo, fomentar la innovación y lograr reducciones de emisiones.

6. PALABRAS FINALES

Las medidas instrumentadas en el último plazo tendientes a la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles se evidencian en el período analizado, tomando en cuenta los fondos ejecutados para 2017 y los fondos presupuestados para 2018.

Esta reducción se asocia a la quita de medidas tendientes a establecer precios al petróleo en el mercado interno, lo cual liberó su fijación a los precios internacionales. Esto implica que cada empresa luego decide por su cuenta cuándo y en qué proporción se aumentarán los combustibles al público. Asimismo, se han reducido también las medidas vinculadas a los incentivos para la producción de gas, permaneciendo vigente sólo el plan para nuevos yacimientos no convencionales.

La reducción de los subsidios a los combustibles fósiles ha sido una respuesta al alto impacto que estos gastos han tenido en las erogaciones públicas con el objetivo de satisfacer las demandas de las empresas petroleras en el cumplimiento de los programas de incentivos, derivando en que **los subsidios energéticos sean uno de los principales motivos para el desequilibrio fiscal en nuestro país**⁴⁴.

Si bien la premisa es destinar menores fondos a los subsidios fósiles, la quita comenzó a realizarse en los consumidores, manteniendo el financiamiento a empresas petroleras y gasíferas. Financiamiento este último que aún mantiene un gran costo fiscal, dada la cancelación de deuda que actualmente realiza el Tesoro Nacional de fondos, los cuales debieron haber sido erogados con el esquema de incentivos previo.

Al respecto, **los subsidios implicaron para 2017 un 5,6% del presupuesto (US\$ 9.487 millones), mientras que en el 2018 representan un 3,1% (US\$ 6.901 millones). Estos montos representaron el 1,74% del PBI en el 2017 y el 1,26% para el 2018, con un descenso interanual del 27%.**

Según el Presupuesto Nacional 2018, la reducción de los subsidios es explicada fundamentalmente por el cronograma previsto en la recomposición tarifaria y por la refocalización del programa Plan Gas, por lo que el MINEM recibirá alrededor de un 20% menos de fondos que en el 2017 (JGM, 2018).

Tal como fuera revisado a lo largo del 2017, la caída de los subsidios se hace notar principalmente en los hogares, con un fuerte incremento de los servicios públicos. Según el JGM (2018), los aumentos de las tarifas en el 2018 tienen como fines cubrir los costos de abastecimiento y reducir los subsidios ineficientes, sin que ello implique ni para los productores de gas natural, ni para las generadoras eléctricas un incremento en la facturación del año 2018. Sin embargo, frente al incremento de tarifas, se mantienen las obligaciones de saldar deudas o de pago a futuro con las empresas, lo que implica una redistribución de fondos desde los consumidores hacia los productores.

Los incentivos de precios por sí solos no son una herramienta eficiente para incentivar las inversiones (Eintoss, 2017). Esto indica **la necesidad de un plan energético a largo plazo, que brinde previsibilidad y estabilidad para la atracción de inversiones, teniendo en cuenta la sustentabilidad ambiental, social y económica**. El Plan Estratégico permitirá conocer los lineamientos a corto, mediano y largo plazo, tendientes a una matriz energética diversificada, propiciando aquellas medidas tendientes a la mitigación de la pobreza y favorecer el acceso a la energía en zonas alejadas sin acceso a las redes de distribución, en conjunción con el cuidado ambiental.

Si bien en el presupuesto del MINEM para 2018 se menciona *“la continuación del Plan Energético Nacional, teniendo como objetivo esencial incrementar y optimizar la oferta en materia de suministro, transporte y distribución de energía eléctrica, y ampliar la matriz energética a fin de satisfacer el continuo aumento de la demanda de energía”*, el mismo nunca se hizo público.

44. En el año 2015 los subsidios energéticos han contribuido al desequilibrio fiscal, que en ese año alcanzó un 3,20%.

Por su parte, una iniciativa a celebrar como herramienta para otorgar beneficios a las energías renovables es el impuesto al carbono. El mismo es un mecanismo para impulsar la transición energética con fondos nacionales, destinando la recaudación a medidas asociadas a la contribución nacional de cambio climático, con el fin de alcanzar el objetivo en el Acuerdo de París. **Sin embargo, dadas las modificaciones incluidas en la reforma tributaria en pos del gas (la principal fuente de generación energética del país y, por tanto, de emisión de gases de efecto invernadero [GEI]) queda de manifiesto que la agenda ambiental local está traccionada por la agenda de inserción internacional, siendo esta medida una mera respuesta a las medidas para el ingreso a la OCDE.**

7. BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

Aguirre, R. (2017). Los 15 puntos claves del acuerdo petrolero. Diario Rio Negro. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/energia/los-15-puntos-claves-del-acuerdo-petrolero-FJ2139632>

Banco Mundial (2017a): "State and Trends of Carbon Pricing 2017". Washington, DC: World Bank. World Bank. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28510>

Banco Mundial (2017 b): "Informe de la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono", Washington, DC, Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono. Disponible en: https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2cbe9bdfbcc6401095/1505227469557/CarbonPricing_SpanishSummary.pdf

Bast, E.; Doukas, A.; Pickard, S.; van der Burg, L. y Whitley, S. (2015). Empty promises: G20 subsidies to oil, gas and coal production. Overseas Development Institute. Oil Change International. Disponible en: <https://www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/odi-assets/publications-opinion-files/9957.pdf> (Última visita: 12/9/2017)

Climate Transparency (2017). Brown to Green: The G20 transition to a low-carbon economy. Climate Transparency, c/o Humboldt-Viadrina Governance Platform, Berlin, Germany. Disponible en: www.climate-transparency.org (Última visita: 15/9/2017)

Código Energético (2017). Situación del sector eléctrico argentino a junio de 2017. Disponible en: <http://www.codigoenergetico.com/2017/06/situacion-del-sector-electrico-argentino-junio-2017/>

Del Canto, J. y Zago, R. (2016). Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata.

Einstoss, A. (2017). Precios de la energía: una política errática, costosa e ineficiente.

FARN (2015). HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA: una actividad sin regulación ambiental. Informe Ambiental Anual 2015.

FMI (2015). How large are global energy subsidies. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/0B98B0dV3dEi9TEk5d1JuZHItLUE/view>

Galperín, C.; Lottici, M. y Pérez Llana, C. (2010). Los subsidios a los combustibles fósiles en la agenda del G-20. Revista del CEI. Número 18. Agosto 2010.

Gandini, N. (2017a). El convenio de productividad en Vaca Muerta sólo permitirá reducir 8% los costos. EconoJournal. Disponible en: <http://econojournal.com.ar/2017/05/el-convenio-de-productividad-en-vaca-muerta-solo-permitira-reducir-un-8-los-costos/>

Gandini, N. (2017b). Lanzan un nuevo plan de subsidios para producir más gas en Vaca Muerta. EconoJournal. Disponible en: <http://econojournal.com.ar/2017/03/presentaron-nuevo-plan-de-incentivo-al-gas-en-busca-de-inversiones-por-us-7000-millones/>

Gil, G. (2017). El auspicioso año de las renovables. Informe Ambiental 2017. Fundación Ambiente y Recursos Naturales.

GSI (2010). Defining fossil-fuel subsidies for the G-20: which approach is best? Global Subsidies Initiative and International Institute for the Sustainable Development. Disponible en: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/pb5_defining.pdf (Última visita: 24/05/2017)

IEA, OPEC, OECD, WORLD BANK. (2010). Analysis of the scope of energy subsidies and suggestions for the G-20 initiative joint report. Prepared for submission to the G-20 Summit Meeting Toronto (Canada), 26-27 June 2010. Disponible en: <https://www.oecd.org/env/45575666.pdf> (Última visita: 17/6/2017)

IEEP (2007). Reforming environmentally harmful subsidies: A report to the European Commission's DG environment. Institute for European Environmental Policy Disponible en: http://www.ieep.eu/publications/pdfs/2007/executive_summary_ehs_%20report_23_03_07.pdf (Última visita: 25/9/2017)

IISD (2014). Comparison of Fossil-Fuel Subsidy and Support Estimates. International Institute for Sustainable Development Disponible en: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_methods_estimationcomparison.pdf (Última visita: 24/5/2017)

IPCC (2007). Fourth Assessment Report: Climate Change 2007. Anexo I: Glosario. Disponible en: https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/es/annexsanexo-1.html (Última visita: 12/9/2017)

JGM (2018). Informe N° 108. Honorable Cámara de Diputados de la Nación. 14 de Marzo de 2018. Jefatura de Gabinete de Ministros. Presidencia de la Nación. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_108_-_hcdn-14_de_marzo_de_2018.1.pdf

MAYDS (2017). Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero para el año 2014. Disponible en: <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados> (última visita: 31/10/2017)

MINEM (2016). Balance energético Nacional. Disponible en: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_2016/balances/2017/balance_2016_version%201.xlsx

MHyFP (2016). Informes de Cadena de Valor: Hidrocarburos. Año 1 - N° 6 –Julio 2016. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. ISSN 2525-0221. Disponible en: http://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2017/SSPE_Cadena_de_Valor_Hidrocarburos.pdf

MHyFP (2017). Informe mensual de ingresos y gastos del sector público nacional no financiero. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Disponible en: <https://www.minhacienda.gob.ar/secretarias/hacienda/informacion-estadistica/>

MHyFP (2018). Estimación de los gastos tributarios en la República Argentina para los años 2016 y 2018. Informe elaborado por la Dirección Nacional de Investigaciones y Análisis Fiscal, Secretaría de Hacienda. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Disponible en: https://www.economia.gob.ar/sip/dniaf/Gastos_tributarios_2016-18.pdf Montamat, D. (2016). En la década del gas, camino a las renovables. Proyecto Energético. Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Año 33. N°108. Diciembre 2016.

Napoli, A. (2017). El ambiente entre incertidumbres y contradicciones. Informe Ambiental 2017. Fundación Ambiente y Recursos Naturales.

OCDE (2012). An OECD wide inventory of support to fossil fuel production or use. Disponible en: http://www.oecd.org/site/tadffs/Fossil%20Fuels%20Inventory_Policy_Brief.pdf (Última visita: 21/6/2017)

Pérez Castellón, A. (2016). El desembarco del fracking en América Latina. Informe Ambiental 2016. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: <http://farn.org.ar/wp-content/uploads/2016/07/11Castello%CC%81n.pdf>

Pickard, S. (2015). G20 subsidies to oil, gas and coal production: Argentina. Overseas Development Institute and Oil Change International. Disponible en: <https://www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/odi-assets/publications-opinion-files/9994.pdf> (Última visita: 30/05/2017)

Puig, J. y Salinardi, L. (2015). Argentina y los Subsidios a los Servicios Públicos: Un Estudio de Incidencia Distributiva. Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales (CEDLAS). Documento de Trabajo Nro. 183. Mayo, 2015. Disponible en: http://www.cedlas.econo.unlp.edu.ar/wp/wp-content/uploads/doc_cedlas183.pdf

Rabinovich, G. (2016). Editorial. Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Año 33. N° 108. Diciembre 2016.

Rojo, J. (2017). Informe de tendencias. Octubre de 2017. Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi".

Rojo, J. (2018). Informe de tendencias. Enero 2018. Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi".

Salvador, P. (2018). Precios de los combustibles: de la regulación a la liberalización. Infobae. Disponible en: <https://www.infobae.com/opinion/2018/02/13/precios-de-los-combustibles-de-la-regulacion-a-la-liberalizacion/>

Schneider, H.; Taboulchanas, K.; Scardamaglia, V. y Barragán, M. (2017). Aportes del G20 al combate del cambio climático y su financiamiento. CEPAL. Disponible en: http://www.kas.de/wf/doc/kas_49938-1522-4-30.pdf?170831184344 (Última visita: 25/9/17)

Zanotti, G.; Kofman, M.; López Crespo, F. y Chemes, J. (2017). Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales. Taller Ecologista Rosario y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental). Disponible en: <http://ejes.org.ar/ES-Ganadores%20y%20perdedores-ResumenEjes.pdf>

Anexo I: Beneficiarios de las transferencias corrientes de ENARSA durante 2017

CLIENTES	DESTINO
REFINOR	Propano + Butano
Nucleoeléctrica Argentina S.A.	Generación
TGS	Butano
Ingenio La Esperanza	Industria
CAMMESA	Generación
ALBANESI (Generación)	Generación
GEMSA	Generación
Distribuidora Gas del Centro	Demanda Prioritaria + GNC
Distribuidora Gas Cuyana	Demanda Prioritaria + GNC
GASNEA	Demanda Prioritaria + GNC
GASNOR	Demanda Prioritaria + GNC
GAS NATURAL BAN	Demanda Prioritaria + GNC
METROGAS	Demanda Prioritaria + GNC
LITORAL GAS	Demanda Prioritaria + GNC
REDENGAS	Demanda Prioritaria + GNC
Gasmarket S.A.	GNC
ECS	GNC
Natural Energy S.A.	GNC
Energía Sudamericana	GNC
Gas Meridional S.A.	GNC
DISTRIGAS	Demanda Prioritaria
CAMUZZI GAS PAMPEANA	Demanda Prioritaria + GNC
CAMUZZI GAS SUR	Demanda Prioritaria + GNC
TECNOGAS	Demanda Prioritaria

Fuente: Respuesta al pedido de acceso a la información presentado por FARN disponible en: <http://farn.org.ar/wp-content/uploads/2018/01/ENARSA-subsidios.pdf>

Anexo II: Beneficiarios por provincia del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo - Ley 26.020 (Dato a Agosto de 2017)

PROVINCIA	BENEFICIARIOS	GARRAFAS
CIUDAD DE BUENOS AIRES	61.813	123.626
BUENOS AIRES	944.052	1.888.101
CATAMARCA	14.347	28.693
CÓRDOBA	89.265	178.530
CORRIENTES	304.242	608.484
ENTRE RÍOS	68.758	137.516
JUJUY	42.143	84.286
LA RIOJA	20.486	40.972
MENDOZA	55.136	110.272
SALTA	44.407	88.814
SAN JUAN	33.323	66.646
SAN LUIS	14.268	28.535
SANTA FE	181.649	363.297
SANTIAGO DEL ESTERO	44.944	89.887
TUCUMAN	77.592	155.182
CHACO	323.159	646.317
CHUBUT	7.740	39.094
FORMOSA	158.068	316.136
LA PAMPA	4.374	8.895
MISIONES	292.113	584.225
NEUQUÉN	8.324	33.693
RÍO NEGRO	17.500	70.951
SANTA CRUZ	7.870	70.946
TIERRA DEL FUEGO	2.396	58.012
TOTAL	2.817.969	5.821.110

Fuente: JGM, 2018

Anexo III: Ley de Promoción de los Biocombustibles: 26.093 y 26.334

La Ley 26.093⁴⁵, promulgada en mayo de 2006, y su Decreto Reglamentario 109/2007⁴⁶, establecen el marco regulatorio y promocional para la introducción de los biocombustibles en la matriz energética argentina con un plazo de 15 años. Vale señalar que en diciembre de 2007 se sancionó la Ley 26.334 (Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol) con el objeto de incorporar a la producción de caña de azúcar y a la industria azucarera a los sujetos beneficiarios del régimen promocional establecido por la Ley 26.093. De este modo, este instrumento abrió la puerta al ingreso de los ingenios azucareros y, consecuentemente a las destilerías que habían quedado excluidos en los beneficios de la Ley 26.093. A la actualidad 12 provincias han adherido a dicha ley nacional, principalmente se destacan las provincias productoras de soja, azúcar y petróleo. Un detalle de las mismas se puede encontrar en el anexo 1 de la ley.

Este marco regulatorio establece una mezcla obligatoria de biocombustibles con combustibles fósiles a partir del 1° de enero del año 2010: la nafta y el gasoil, deberán contener como mínimo un 5% de alcohol⁴⁷ y 7% biodiesel⁴⁸ respectivamente, mientras que el biogás se utilizará en sistemas, líneas de transporte y distribución de acuerdo a lo que establezca la autoridad de aplicación. De este modo, este grupo de leyes crea una demanda cautiva, constituyendo así uno de los principales incentivos para la producción destinada al mercado doméstico.

La Ley 26.093 establece un régimen de promoción que cuenta con los siguientes incentivos para la producción de biodiesel y bioetanol:

- Para la promoción de la inversión en bienes de capital y obras de infraestructura: devolución anticipada de IVA o amortización acelerada para Impuesto a las Ganancias.
- Los bienes afectados a proyectos aprobados por la Autoridad de Aplicación no integran la base imponible de Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (hasta el tercer ejercicio inclusive).
- Exención de: tasa de infraestructura hídrica, impuesto sobre combustibles líquidos y gas natural (ICLGN) e impuesto sobre transferencia o importación de Gasoil
- La Autoridad de Aplicación garantizará que las empresas autorizadas para la mezcla adquieran el biodiesel y el bioetanol a los sujetos del presente régimen a precios de referencia y hasta agotar su producción disponible.

El cupo fiscal se fija de manera anual en la Ley de Presupuesto priorizando la promoción de pequeñas y medianas empresas, productores agropecuarios y economías regionales estableciendo cuotas que las favorezcan, con una concurrencia no inferior al 20% de la demanda total de biocombustibles generada por las destilerías y refinerías de petróleo.

Es importante remarcar una contradicción del régimen impositivo anteriormente mencionado con el Decreto 1396/01 que establece el Plan de Competitividad para el Combustible Biodiesel⁴⁹. La exención al ICLGN, que se computa desde el año 2003 mencionada en el decreto, genera una contradicción con la Ley 26.093 de la cual surge que la no gravabilidad de los biocombustibles con respecto al ICLGN solo para los proyectos que hayan accedido a los beneficios promocionales al plantear que *“los proyectos que no hayan calificado para el cupo fiscal podrán comercializar libremente el producto en el mercado interno o externo, pero no gozarán de los beneficios fiscales establecidos.”*⁵⁰

45. <http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/DNorAmb/File/Ley-de-biocombustibles%2026093.pdf>

46. <http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=normativa&IdNorma=843&IdSeccion=0>

47. Resolución 733/2009.

48. El corte obligatorio se incrementó del 5% al 7% en septiembre de 2010 a través de la Resolución de la Secretaría de Energía 828/2010.

49. <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/65000-69999/69723/textact.htm>

50. Regunaga, M. 2008. Diagnóstico y estrategias para la mejora de la competitividad de la agricultura argentina. IICA. Disponible en: http://www.iica.int/Esp/regiones/sur/argentina/documents/Agroenergia/Estudio_Bio_IICA.pdf (Última visita: Octubre 2012)