

# LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES 2019-2020 ¿Todo sigue igual de “bien”?

**AGOSTO 2020**



---

Los autores de este documento terminaron su elaboración y redacción en junio de 2020 tomando como base la información disponible hasta esa fecha. Sin embargo, algunos datos fueron actualizados a agosto de 2020 durante el proceso de edición previo a su publicación y difusión. A su vez, este trabajo es la continuación de las investigaciones previas “Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2017-2018” y “Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2018-2019”.

## CONTENIDO

---

RESUMEN	03
INTRODUCCIÓN	05
LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS DURANTE 2019	07
<u>Plan Gas: beneficiarios</u>	10
<u>Empresas distribuidoras</u>	14
<u>Inversiones y subsidios</u>	16
<u>Subsidios y exportaciones</u>	18
<u>Comparación entre valores de importación y subsidios</u>	22
LOS SUBSIDIOS PARA 2020	23
PALABRAS FINALES	25
BIBLIOGRAFÍA	26
ANEXO I, EMPRESAS BENEFICIARIAS DE LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES 2016-2019	28
ANEXO II, EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS A EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 2017-2019	30

## Documento FARN



---

Este trabajo toma en cuenta la información disponible hasta el momento de su conclusión, en junio de 2020.

## RESUMEN

El planeta está en emergencia sanitaria, social y económica, ahora profundizada por la pandemia provocada por el COVID-19. Con la mitad del mundo en aislamiento, la caída del consumo de combustibles se hace notar, junto con el desmoronamiento de los precios. En Argentina, con nuevo gobierno (pero con fórmulas ya conocidas) la idea de la explotación de Vaca Muerta sigue vigente. A modo de ejemplo, se fijó hasta diciembre de 2020 el precio de comercialización en el mercado interno del barril de petróleo crudo (“barril criollo”) en USD 45 (55% más que el valor internacional promedio del mes de mayo de 2020) con el fin de que las empresas extractivas puedan cubrir sus costos operativos. También se proyecta el Plan Gas IV, un nuevo plan de estímulo para la extracción de gas para agosto de 2020 con un precio fijo estipulado en 3,5 USD/MMBTU, y se espera que se trabaje en una ley de hidrocarburos una vez superada la pandemia.

Las continuas devaluaciones del peso le dificultan al Estado nacional conseguir dólares para hacer frente a los subsidios y a la negociación e intención de cancelación de la deuda externa. Como consecuencia de estas devaluaciones, los subsidios económicos y gastos de capital para la energía **en 2019 fueron superiores en un 16% en pesos y se redujeron un 26% si el análisis se realiza en dólares.** Estos montos equivalen a **las erogaciones destinadas a la Asignación Universal por Hijo para Protección Social (AUH) y las diversas asignaciones familiares para activos y pasivos. Para el año 2019, el total de los subsidios a los combustibles fósiles representaron el 5% del presupuesto.**

Luego de una caída interanual de los subsidios efectivamente pagados en dólares del 57% entre 2016/2017 y un 73% entre 2017/2018, entre 2018/2019 se observa un incremento del 69%. Estas transferencias a empresas hidrocarburíferas durante 2019 totalizaron \$27.812 millones (USD 576 millones), lo que representa el 0,2% del producto bruto interno (PBI), 0,7% del presupuesto 2019, 0,22% de la deuda pública o 15 millones de AUH. Y si se compara con los gastos destinados a combatir el COVID-19, los montos representan el 4%.

En particular, las empresas que más subsidios recibieron durante 2019 fueron Tecpetrol (47%), Compañía General de Combustibles (16%) e YPF (12%). **Según los datos de sus estados contables, los subsidios han representado el 29% de los ingresos por ventas totales de Tecpetrol, 25% para Compañía General de Combustibles y 2% en el caso de YPF, todo para el año 2019.**

Una de las graves consecuencias de subsidiar la extracción de hidrocarburos son las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). **Se estima que los subsidios para 2019 incrementaron las emisiones en 26.594.694 Tco2e, lo que representa el 7% del total de emisiones de GEI del país.**

**Respecto a las empresas distribuidoras, los montos en dólares otorgados tuvieron un aumento interanual de 42% entre 2016/2017 y en el último período de análisis la caída interanual fue del 56%.** A pesar de la baja, el monto equivale al 0,13% del presupuesto nacional, o a más de 586.000 jubilaciones o a la construcción de 280 jardines de infantes.

Por otro lado, las provincias de la Patagonia también son beneficiadas por los subsidios otorgados por el Estado nacional, en concepto de regalías. Los percibidos por Neuquén cubren el presupuesto 2019 del Ministerio de Ciudadanía, del Ministerio de Producción e Industria y del Poder Legislativo Provincial; por Río Negro, el presupuesto 2019 de su Ministerio de Educación y Derechos Humanos y el Defensor del Pueblo; y por Santa Cruz, las regalías representan el presupuesto para la Honorable Cámara de Diputados.

En 2019 las empresas de hidrocarburos declararon inversiones por un total de USD 8412,87 millones, un 25% más respecto a 2018. Cruzando la información, **los subsidios recibidos por Tecpetrol cubrieron el 58% de sus inversiones, los de Compañía General de Combustibles el 40% y en el caso de Wintershall el 50%.**

Por otro lado, al analizar los precios pactados por el Estado como estímulo a la extracción se observa que estos quedaron muy alejados de los importes de gas. El programa pacta pagar, en 2019, la diferencia entre el precio recibido por las empresas y un mínimo de 7 USD/MMBTU, mientras que los precios residenciales fueron, hasta abril, de 3,97 USD/MMBTU, luego hubo aumentos, pero seguían debajo del precio pactado. También hubo autorizaciones para la exportación por valores menores al precio estímulo y exportaciones por valores menores a los pagados por los hogares argentinos.

Por otro lado, se pagaron mayores precios por importar gas en el primer trimestre de 2019 que por los valores promedio de exportación de 2019. El 80% de los precios de todas las exportaciones quedaron debajo de los precios pagados por traer el gas de Bolivia.

Respecto a los subsidios de 2020 para el sector energético, si se comparan los gastos ejecutados a marzo de 2020 con el mismo período del año anterior, estos muestran una tendencia creciente tanto en su cálculo en moneda nacional como en dólares, con un aumento de 132% en pesos y 72% en dólares. Por el momento no se cuenta con un Presupuesto Nacional 2020, ya que no se trató aún en el Congreso, por lo que se está trabajando con el Presupuesto 2019.

Por lo pronto, se decidió el pago de más de \$18.790 millones en concepto de deudas del Plan Gas No Convencional, efectivizados en julio de 2020. Las beneficiadas por el pago son las empresas Tecpetrol y Compañía General de Combustibles y las provincias de Neuquén y Santa Cruz. **El monto equivale a más de 1.800.000 pagos de Ingreso Familiar de Emergencia (IFE), o a más del total asignado al bono del personal de salud en el marco de la pandemia.**

Mientras algunos siguen sugiriendo que Vaca Muerta es la solución energética y económica del país, los hechos demuestran los riesgos del negocio de los hidrocarburos y la necesidad del apoyo del gobierno para captar inversiones y mantener la extracción. De esta forma, pareciera que la crisis económica llevará a intentar aprovechar la capacidad instalada y evitar un mayor impacto en empleo y consumo, con posibilidades de una flexibilización de la normativa ambiental con el objetivo de mantener la actividad en el sector de los fósiles.

Los esfuerzos de los gobiernos (tanto nacional como provinciales) serán tendientes a sostener y profundizar el sistema extractivista, donde los hidrocarburos no serán la excepción.

Por ello, sostener el actual modelo de consumo de combustibles fósiles sería considerado como parte de la solución. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el costo social y ambiental de conservar un modelo de producción, extracción y consumo que derivó en esta crisis sanitaria sin precedentes que afectó en gran medida la economía, será aún más alto.

Es necesario cuestionar el modelo de desarrollo basado en la extracción de fósiles, que profundiza la dependencia de precios fijados en los mercados externos. La crisis debería abrir la posibilidad de debatir una transición energética, limpia, justa e inclusiva.

## INTRODUCCIÓN

El año 2020 será recordado como un año histórico, donde el planeta está siendo atravesado por la pandemia provocada por el COVID-19 y la crisis económica que esto ha profundizado. A su vez, Argentina estrena gobierno, y la pandemia lo obliga a destinar la mayor parte de sus recursos para superarla, dejando en suspenso otras ideas o políticas que se tuvieran en agenda. A pesar de que el flamante gobierno es de diferente color político que el anterior, pareciera que se mantiene la idea de los recursos fósiles como principal estrategia para la autosuficiencia energética y como fuente de entrada de divisas, principalmente mediante la explotación de Vaca Muerta, la extracción convencional y las plataformas *offshore*.

La necesidad de entrada de divisas se origina, primordialmente, en el compromiso de pago de la deuda externa, entre 2022 y 2023, de USD 43.777 millones (Zeolla, 2019). En 2019, las exportaciones provenientes de combustibles y energía alcanzaron los USD 4374 millones y representaron el 6% del total de las exportaciones nacionales (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos [INDEC], 2019), valor alejado del 64% de las exportaciones provenientes del agro, lo cual era uno de los objetivos del Plan Energético Nacional presentado por el anterior gobierno nacional en 2018.

En su discurso de apertura de sesiones del Congreso Nacional, en marzo de 2020, el actual presidente de la Nación, Alberto Fernández, auguraba un cambio de rumbo mientras adelantaba que enviaría al Congreso una propuesta de ley para el desarrollo del sector hidrocarburífero y minero, con el objetivo de promover y estimular la inversión en el sector, desarrollar la cadena de valor y crear empleo directo.

Para lograr el aumento de las exportaciones hidrocarburíferas es necesaria la inversión en todo el complejo, que está altamente dolarizado. Sin mencionar los subsidios que recibe el sector, que entre 2016 y 2018 fueron de USD 3668 millones. En consecuencia, para la llegada de dólares se necesitan más dólares (Di Paola, 2020).

En 2019, la matriz energética estuvo conformada en un 89% por gas y petróleo, un 1% más que en 2018. Ese año, la extracción de petróleo y gas aumentó un 4% y 5% respectivamente, mientras que las energías solar y eólica se incrementaron respectivamente un 640% y 123% respecto de 2018 en la matriz energética; aunque sumadas no alcanzan al punto porcentual de la matriz (Ministerio de Desarrollo Productivo, 2020). Esto abre una oportunidad para el fomento de las energías renovables, no solo como parte de la generación de energía, sino para cumplir con los objetivos climáticos establecidos en el marco de la Contribución Nacional asumida por el Estado nacional en el Acuerdo de París.

El cambio de gobierno nacional resultó en una nueva reestructuración del organigrama o mapa del Estado. La Secretaría de Energía sigue en pie, a cargo de Sergio Lanziani, pero ahora bajo el ala del Ministerio de Desarrollo Productivo, a cargo de Matías Kulfas (previamente estaba bajo el Ministerio de Hacienda). A principios de 2020, el ministro comentó las intenciones del gobierno de “lograr condiciones para el desarrollo a gran escala de Vaca Muerta”, lo que generaría 500 mil puestos de trabajo (Lewkowicz, 2020).

Luego, con el avance de la pandemia, la consecuente caída del consumo y el aumento de stock de barriles de petróleo por la baja de su precio internacional, el discurso del funcionario cambió a una recomendación: esperar una normalización de la situación para continuar con la discusión sobre el desarrollo del potencial de Vaca Muerta.

Como se esperaba que las empresas que extraen gas y petróleo no abandonaran los campos petroleros a pesar de la caída del consumo local, y como los ingresos de las provincias petroleras dependen de las regalías de los hidrocarburos, se estableció un precio sostén de USD 45 por barril de petróleo (medida conocida como “barril criollo”), 55% más que el valor internacional promedio de mayo de 2020.

Así, el 19 de mayo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el [Decreto 488/2020](#) que ofrece incentivos para el sector hidrocarburífero frente a la caída de la demanda debido a la pandemia de COVID-19 y al desplome de los precios internacionales del petróleo. Establece diversas medidas con el objeto de mantener el autoabastecimiento energético en todo el país, así como sostener el nivel de actividad y el empleo asociado a la industria hidrocarburífera al nivel de 2019. Para ello fija el precio de comercialización del barril de petróleo crudo en USD 45 en el mercado interno, hasta diciembre de 2020, con el fin de que las empresas extractivas puedan cubrir los costos operativos (vale destacar que el precio de equilibrio para cubrir los costos en Vaca Muerta se encuentra entre 35 y 40 USD/barril).

De esta manera, las diez provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) percibirán sus regalías en base al precio fijado de 45 USD/barril, mientras que hasta la publicación del decreto lo hacían por montos entre 30 y 35 USD/barril, lo que les permitirá incrementar su recaudación por regalías entre un 20% y 30%.

Además, las empresas refinadoras y los sujetos comercializadores deberán adquirir el total de la demanda de petróleo crudo a las empresas que extraen crudo en nuestro país, prohibiéndose la importación de productos hidrocarburíferos.

El decreto reglamenta también la disminución de los derechos de exportación (retenciones) para las naftas y el gasoil entre el 0% y el 8% en base al precio internacional del crudo (Brent), cuya anterior alícuota era de 12%. La recaudación en 2019 por los impuestos al comercio exterior en el sector de energía y combustibles fue de USD 374 millones (INDEC, 2020). El decreto indica, a su vez, la fijación del impuesto a los combustibles líquidos (ICL) y el impuesto al carbono hasta octubre, con montos que varían entre 14,522 y 15,277 \$/litro para el primero y 0,936 y 1,074 \$/litro para el segundo, según el producto.

Asimismo se establecen controles de precios máximos para la venta de garrafas de gas licuado de petróleo (GLP) en el marco del Programa Hogar y se actualiza el monto de las multas para las empresas que incumplan sus planes anuales de inversiones. Finalmente, las empresas extractivas no podrán acceder al mercado cambiario, es decir que todas las transacciones en dólares se pesificarán al tipo de cambio oficial. Si bien esta medida busca sostener un sector considerado como primordial en la economía nacional, lo hace para mantener el modelo de extracción, que es parte del problema y no de la solución.

Por otro lado, aunque sin lanzamiento oficial aún, se prepara el Plan Gas IV, un nuevo programa de estímulo para la extracción de gas con agosto de 2020 como fecha estimada de presentación. Con la intención de evitar la importación a futuro de gas natural licuado (GNL), y su consecuente salida de dólares, el plan busca promover la inversión en la extracción de gas. En principio se propondría un precio de referencia de 3,5 USD/MMBTU, valor cercano al límite de la rentabilidad según las empresas (Terzaghi, 2020) y alejado de los 6,50 USD/MMBTU que paga en 2020 la [Resolución N° 46-E/2017](#)<sup>1</sup>. Se aspira a que, a cambio de ese precio, las empresas se comprometan con determinados volúmenes de extracción y, en el caso de superarlos, tendrán prioridad de asignación. Los compromisos de entrega serán para distribuidoras y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Se está evaluando cómo trasladar el costo a las tarifas; de haber diferencias, el Estado nacional pagaría el diferencial a través de subsidios. También podrían autorizarse volúmenes para la exportación (Gandini, 2020a).

Si bien la crisis de COVID-19 ha generado grandes distorsiones tanto en el mercado interno como externo de los hidrocarburos, el ministro de Desarrollo Productivo ha sostenido el potencial de Vaca Muerta y el sector hidrocarburífero para la economía nacional.

1. La Resolución N° 46-E/2017 crea el "Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales".

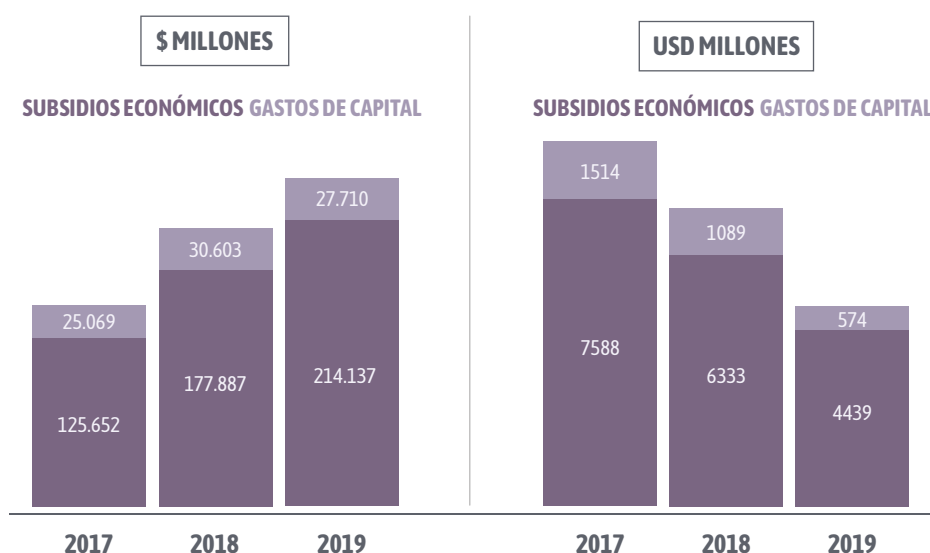
En medio de una crisis sociosanitaria y económica provocada por la pandemia, principalmente, y acompañada por la caída en el precio de los hidrocarburos, se debe revisar el consenso político y social sobre Vaca Muerta y las inversiones que se realizaron y las que vendrán, su perjuicio al ambiente y a la sociedad (comunidades indígenas, pueblos territoriales, provinciales y el Estado entero), en una coyuntura que debería profundizar el debate hacia una transición energética justa, asequible y equitativa (Acacio y Wyczykier, 2020).

## LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS DURANTE 2019

Tal como fuera mencionado en el trabajo de 2018, en los últimos años el peso argentino se ha devaluado respecto del dólar estadounidense (moneda en la que se presentan los datos en este trabajo) más del 100%. Esto puede redundar en una reducción en los montos expresados en dólares. Sin embargo, el esfuerzo del Estado para hacer frente a los compromisos, asumidos en dólares pero abonados en pesos argentinos, ha implicado un incremento al establecer una medición en moneda nacional<sup>2</sup>.

En consonancia, los datos estudiados para 2019 demuestran que los subsidios económicos y los gastos de capital para la energía (Ministerio de Hacienda, 2019), al comparar el total erogado con 2018, **fueron superiores en un 16% al analizarse en pesos, mientras que el monto indica una reducción del 26% si el análisis se realiza en dólares**, dado el efecto de la devaluación de la moneda nacional, tal como lo indica el Gráfico 1. Vale destacar que el salto porcentual en el estudio interanual entre 2017-2018 fue de un incremento en pesos del 38% y una caída en dólares del 18%. **En 2019, la sumatoria de los subsidios económicos a la energía fue igual a las erogaciones en la AUH para Protección Social y las asignaciones familiares para activos y pasivos.**

**Gráfico 1.** Evolución de los subsidios y gastos de capital en \$ y USD



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hacienda (2019).

2. Para la conversión de los montos en pesos argentinos se utilizaron los datos del Banco Central de la República Argentina, presentados como Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista), disponible en <http://www.bcra.gob.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/com3500.xls>. Los valores serán de \$65 para 2020 (promedio al 12/06/2020); \$48,24 para el año 2019; \$28,10 para 2018; \$16,60 para 2017 y \$14,80 para 2016 (el promedio anual se fija considerando los últimos cuatro años).

Es importante también destacar que los mayores incrementos se dan entre los subsidios económicos y no así en los gastos de capital. Por tanto, las preferencias son por las transferencias directas a empresas para cubrir gastos de corto plazo, en lugar de la realización de obras de infraestructura.

Sin embargo, los subsidios económicos y los gastos de capital incluidos en el **Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector** del Ministerio de Economía para el sector energético no corresponden en su totalidad a energía generada a través de combustibles fósiles, ya que también se toman en cuenta transferencias vinculadas, por ejemplo, a la generación de energía mediante grandes represas hidroeléctricas o nucleares. Por ello, a continuación se analizan en detalle los subsidios económicos a la energía, relacionados estrechamente a su generación a través de combustibles fósiles (Tabla 1).

Los fósiles tienen la mayor participación entre los subsidios económicos a la energía, representando casi la totalidad en 2019, un 97% en 2018, un 95% en 2017 y un 99% en 2016. **Para 2019, el total de los subsidios a los combustibles fósiles representó el 5% del presupuesto**, una caída de un punto y medio porcentual respecto al año anterior.

**Tabla 1. Detalle de los subsidios económicos a la energía para combustibles fósiles**

BENEFICIARIOS	EN MILLONES DE \$				EN MILLONES DE USD			
	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)	144.846	74.280	102.514	138.664	9807	4486	3649	2874
Integración Energética Argentina SA (IEASA)	13.496	12.093	42.730	43.160	914	730	1521	895
Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT)	3490	3877	2665	2370	236	234	95	49
Fondo Fiduciario Gas Licuado de Petróleo (GLP) - Garrafa Social	4811	3469	7898	6339	326	209	281	131
Plan Gas y otros	40.673	25.842	16.810	29.832	2754	1561	598	618
Compensaciones distribuidoras de gas	-	-	-	5675	-	-	-	118
<b>Total</b>	<b>207.316</b>	<b>119.561</b>	<b>172.617</b>	<b>226.040</b>	<b>14.036</b>	<b>7220</b>	<b>6145</b>	<b>4686</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de **Presupuesto Abierto**.

En particular, CAMMESA destina los fondos de los subsidios a hacer frente a la disparidad entre los precios estacionales que abonan por su demanda las distribuidoras y los costos reales para la generación de energía, monto que es transferido al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través del Fondo de Estabilización. Por ejemplo, el Estado compra gas, a través de CAMMESA, con destino a las usinas térmicas. Sin embargo, vale mencionar que parte de los fondos recibidos por CAMMESA se destinan a la generación de energía con distintas fuentes: hidroeléctrica, térmica, nuclear y renovables. Para el objetivo del presente trabajo la energía térmica reviste un interés particular ya que utiliza como principal fuente a los combustibles fósiles. El porcentaje de generación de energía eléctrica mediante fuentes térmicas fue de 65% tanto en 2016 como en 2017, 64% en 2018 y 62% en 2019 (CAMMESA, 2020).



Por su parte, IEASA (anteriormente ENARSA) recibe fondos provenientes del Estado para solventar, respecto del combustible, la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta al mercado interno.

YCRT, la empresa estatal de exploración y explotación de carbón mineral de Río Turbio, provincia de Santa Cruz, recibe fondos del Estado con el propósito de atender gastos operativos.

Respecto de los subsidios vinculados al consumo, se pueden observar las transferencias desde el Tesoro Nacional para los fondos fiduciarios, como es el fondo para subsidios de consumos residenciales (**Ley 26.020**) correspondiente al **Programa Hogar**, que tiene como objetivo garantizar el acceso al GLP envasado a usuarios de bajos recursos.

El Plan Gas y otros incluye erogaciones vinculadas a varios planes, incluso algunos que no se encuentran vigentes pero de los cuales, sin embargo, el Estado sigue abonando deudas asociadas. Los planes son:

- Plan Gas I - **Resolución 01/2013**. Este programa incluye 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. Además otorga un precio diferencial de 7,50 USD/MMBTU a las compañías que incrementaron su producción de fluido desde 2013 por sobre los USD 2,49 que remunera la producción base.
- Plan Gas II - **Resolución 60/2013**. Surge como un complemento al Plan Gas I 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 anterior.
- Plan Gas III - **Resolución 74/2016**. Este programa está dirigido exclusivamente a productores de *tight* y *shale* gas de la cuenca neuquina, que al expirar los planes Gas I y II a fines de 2017 buscaron acceder a la continuidad de los precios subsidiados.
- Plan Gas No Convencional - **Resolución 46-E/2017**. Prevé que el Estado reconozca un precio diferencial de 7,50 USD/MMBTU en 2018, decreciente (reduciéndose 50 centavos de dólar por año) hasta llegar a 6 USD/MMBTU en 2021, particularmente para las nuevas inversiones en Vaca Muerta.
- Productores de Gas Natural y Propano Indiluido por Redes - **Resolución 148/19**. Este plan estableció para abril y mayo de 2019 una bonificación de precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte del 27% y el 12% respectivamente.
- Garantizar Condiciones de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido para Redes De Distribución - **Decreto 934/03**. Las empresas productoras se comprometen a abastecer a las distribuidoras y sub-distribuidoras de gas propano indiluido por redes, con un precio acordado en pesos en base a una fórmula polinómica.

En relación a las **compensaciones para distribuidoras de gas** se incluyen principalmente dos partidas presupuestarias:

- Apoyo Financiero a Empresas Distribuidoras de Gas - **Resolución 508/2017**. Es el importe que paga el Estado nacional para compensar los descuentos en facturación y las diferencias por gas natural no compensado.

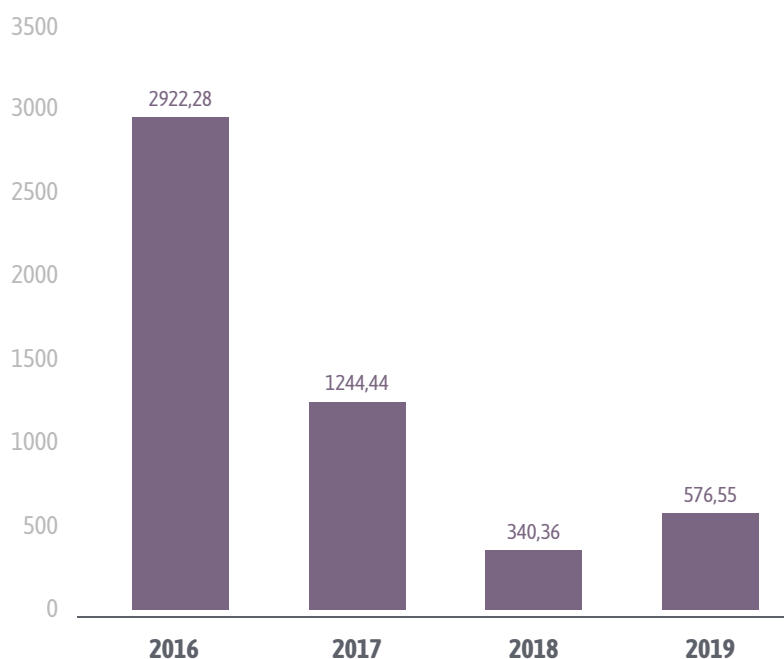
- Apoyo a Empresas Distribuidoras por Diferencias Diarias Acumuladas - **Decreto 1053/18**. Asumir el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes por la variación del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados.

### **Plan Gas: beneficiarios<sup>3</sup>**

Como se menciona anteriormente, el Plan Gas reúne a los programas que distribuyen los subsidios directos pagados por el gobierno nacional para la extracción de gas y cuyos beneficiarios son empresas privadas, en su mayoría. En este apartado se analizan en detalle tales erogaciones.

El análisis interanual de los montos erogados se realiza en dólares para evitar el efecto inflacionario. La tendencia decreciente observada entre 2016 y 2018 se modifica en 2019 (Gráfico 2). **La caída interanual fue de 57% entre 2016/2017 y 73% entre 2017/2018 y luego se observa un incremento del 69% entre 2018/2019<sup>4</sup>.**

**Gráfico 2. Subsidios a empresas extractivas (en millones de USD)**



**Fuente:** Elaboración propia.

3. Es importante mencionar que la diferencia entre los datos presentados en esta sección y los de la Tabla 1 se debe a cambios en la presentación de la información. Los correspondientes a la Tabla 1 son recursos devengados, es decir se establece un derecho de cobro a favor de los beneficiarios y, al mismo tiempo, se genera una obligación de pago de la Administración Nacional. Por su parte, los datos presentados en esta sección y la siguiente son fondos pagados, es decir que estos fondos ya han ingresado o están a disposición del Tesoro Nacional (oficina recaudadora facultada para recibirlo).

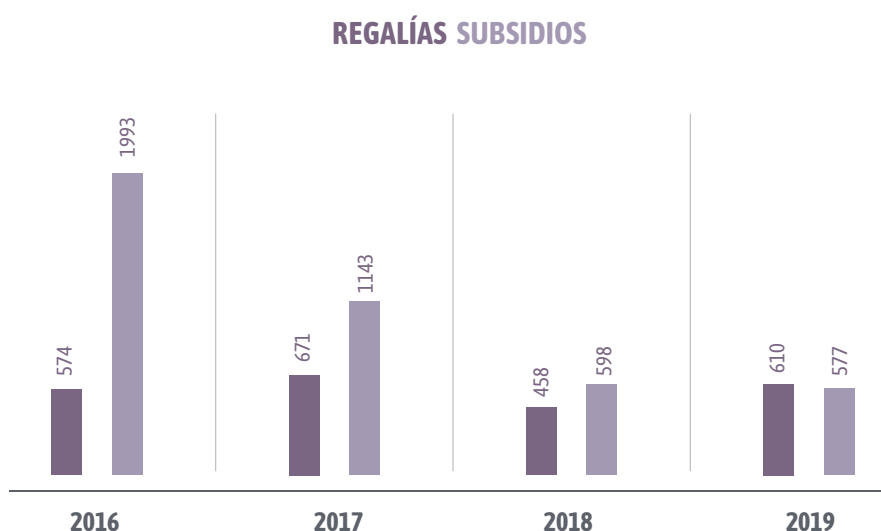
4. El detalle por empresas y año se encuentra disponible en el Anexo I.

Las transferencias a empresas hidrocarburíferas durante 2019 **totalizaron \$27.812 millones o USD 576 millones, lo que representa el 0,2% del PBI, 0,7% del presupuesto 2019, 0,22% de la deuda pública o 15 millones de asignaciones universales por hijo**<sup>5</sup>.

Por lo pronto, para asistir a la emergencia sanitaria por el COVID-19 el gobierno lleva asignados más de USD 10.500 millones (\$700.000 millones) (Observatorio de Presupuesto del Congreso [OPC], 2020). El paquete de medidas de apoyo a la pandemia cuenta con: medidas tributarias, beneficios para empresas, trabajadores monotributistas y autónomos, congelamiento de alquileres, entre otras. En su mayoría, la ayuda es para la asistencia social y económica de las familias mediante el IFE y la Asistencia al Trabajo y la Producción (ATP). Se estima que hasta el 23 de junio se habían gastado el equivalente al 2,7% del PBI y se deja de recaudar el equivalente al 0,3% del PBI (OPC, *op. cit.*). El monto erogado en 2019 **en transferencias representaba, al momento de redacción de esta publicación, el 4% de los gastos destinados a combatir la pandemia de coronavirus.**

Respecto de la comparación entre las regalías percibidas por el Estado y los subsidios pagados por el gas extraído, 2019 es el primer año en que los ingresos al Estado en concepto de la extracción al gas superan a los incentivos pagados (Gráfico 3). Si bien por cada USD 1 que el Estado recibió en concepto de regalías pagó USD 3,5, USD 1,7 y USD 1,3 en 2016, 2017 y 2018, respectivamente, durante 2019 esa tendencia se revirtió, ya que por cada USD 1 pagado en regalías las empresas recibieron USD 0,94.

**Gráfico 3. Regalías percibidas y subsidios pagados por el Estado para el gas para el período 2016-2019 (datos en USD millones)**

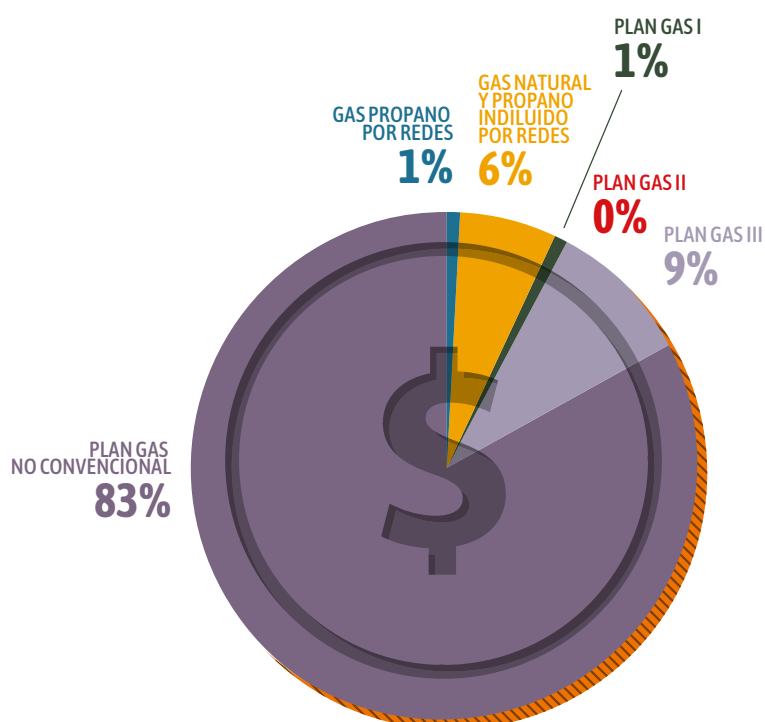


**Fuente:** Elaboración propia.

Estas erogaciones se destinaron principalmente al pago de las obligaciones pactadas en el marco del Plan Gas No Convencional en un 83%, mientras que los planes vinculados al gas de períodos anteriores (Plan Gas I, II y III) representaron el 10% de las transferencias, y el gas propano consumió el 7% de los fondos (Gráfico 4).

5. Datos calculados a partir de Chequeado (2020).

**Gráfico 4.** Conceptos de pagos a empresas en el marco del Plan Gas en 2019



**Fuente:** Elaboración propia.

En cuanto al detalle de las empresas (Tabla 2), las tres beneficiarias que recibieron más subsidios durante 2019 fueron Tecpetrol (47%), Compañía General de Combustibles (16%) e YPF (12%); el resto de las 22 compañías completaron el 25% faltante. **Asimismo, según los datos de sus estados contables<sup>6</sup>, los subsidios han representado el 29% de los ingresos por ventas totales de Tecpetrol, el 25% para Compañía General de Combustibles y el 2% en el caso de YPF, todo para 2019<sup>7</sup>.**

6. Vínculos disponibles en la bibliografía citada.

7. Si se consideran solo las ventas por gas los porcentajes se elevan a 35% en el caso de Tecpetrol y 53% para la Compañía General de Combustibles.

**Tabla 2. Subsidios recibidos por las empresas en 2019**

EMPRESAS BENEFICIARIAS	TOTAL (\$)	TOTAL (USD)
Tecpetrol SA	12.976.061.406	268.989.664
Cía. General de Combustibles SA	4.570.862.772	94.752.545
YPF SA	3.240.458.729	67.173.688
Total Austral SA, sucursal Arg.	1.914.485.106	39.686.673
PBB Polisor SRL	1.431.138.456	29.667.049
Petrobras Operaciones SA	1.001.040.855	20.751.262
Wintershall SA	802.745.561	16.640.663
Pan American Energy SL, sucursal Arg.	787.323.813	16.320.975
Capex SA	542.432.388	11.244.452
Cía. Mega SA	174.530.411	3.617.960
Transportadora de Gas del Sur SA	71.659.388	1.485.477
Pan American Sur SA	63.837.711	1.323.336
Pluspetrol SA	54.965.071	1.139.409
Shell Arg. SA	52.283.983	1.083.830
Vista Oil & Gas Arg. SA	45.922.833	951.966
Rafael G Albanesi SA	36.810.808	763.076
Pampa Energía SA	17.366.393	360.000
Cía. Inversora de Energía SRL	12.823.357	265.824
Enap Sipetrol Arg. SA	6.603.516	136.889
Mobil Arg. SA	3.083.342	63.917
Petrolera El Trébol SA	2.867.054	59.433
Exxon Mobil Exploration Arg. SRL	1.423.313	29.505
Cía. De Hidrocarburos No Convencional SRL	1.062.215	22.019
Roch SA	1.010.624	20.950
Río Cullen - Las Violetas SA - San Enrique Petrolera SA - DPG SA - Cía. Papelera Sarandí SA - Dispet SA - Roch SA	37.563	779
<b>Total</b>	<b>27.812.836.668</b>	<b>576.551.341</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos aportados por la Secretaría de Energía.

Vale recordar que Tecpetrol se encuentra en juicio contra el Estado nacional por una inadecuada liquidación de los subsidios en 2018, mediante el cual solicita se condene al Estado al pago de \$2.553.326.826 (USD 40 millones) en concepto de reliquidación de los pagos, más intereses y tributos<sup>8</sup>.

8. El conflicto surge por el cálculo de los montos, ya que el Estado comenzó a realizarlo en base a la producción comprometida en los planes para la recepción de subsidios mientras que la empresa solicita que la liquidación se haga por la totalidad de los volúmenes de gas no convencional entregado proveniente de la concesión de Fortín de Piedra, ingresado al programa en noviembre de 2017.

También es importante destacar que YPF comparte la extracción de gas en Vaca Muerta con Chevron, Petrobras, Shell, Equinor y Schlumberger. Es decir que parte de los subsidios percibidos por YPF también colaboran con la extracción que realizan estas empresas asociadas.

Mediante los subsidios que el gobierno destina a Vaca Muerta para aumentar la extracción de gas de manera asociada se incrementan también las emisiones de GEI. **Se estima que los subsidios para 2019 aumentaron las emisiones en 26.594.694 Tco2e** (cálculos propios, con apoyo de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires). **Este monto representa el 7% del total de emisiones de GEI del país**, según los datos disponibles en el inventario para 2014 (MAyDS, 2017), lo que dista de ser una solución para el impacto climático de nuestro territorio.

También las provincias reciben parte de las compensaciones derivadas de la Resolución N° 46-E/2017 que prevé el pago de los subsidios al gas no convencional. Las empresas perciben el 88% de las compensaciones, mientras que la provincia recibe el 12% correspondiente a cada concesión incluida en el programa. Este pago se realiza en concepto de regalías. El 75% de los fondos se giraron a Neuquén, mientras que el 6% fue a Río Negro y el 19% restante a Santa Cruz (Tabla 3).

**Tabla 3. Fondos recibidos por las provincias beneficiadas por el Programa Gas No Convencional**

PROVINCIA	TOTAL (\$)	TOTAL (USD)
Neuquén	2.401.278.468	49.777.746
Río Negro	190.176.737	3.942.304
Santa Cruz	617.253.405	12.795.469
<b>Total</b>	<b>3.208.708.610</b>	<b>66.515.518</b>

Fuente: Elaboración propia.

**En el caso de Neuquén, los ingresos en concepto de este programa llegarían a cubrir el presupuesto 2019 de tres organismos<sup>9</sup> como el Ministerio de Ciudadanía, el Ministerio de Producción e Industria y el Poder Legislativo Provincial. En Río Negro, estos ingresos representan el presupuesto 2019<sup>10</sup> para el Ministerio de Educación y Derechos Humanos y el Defensor del Pueblo. Y en Santa Cruz el monto cubre el presupuesto para la Honorable Cámara de Diputados<sup>11</sup>.**

## Empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras de gas también son beneficiadas por los subsidios estatales. En este apartado se analizan los valores de los últimos años; el análisis interanual de los montos erogados también se realiza en dólares para evitar el efecto inflacionario. La tendencia creciente observada entre 2017 y 2018 se modifica en 2019 (Gráfico 5). **El incremento interanual fue de 42% entre 2016/2017, mientras que en el último año la caída interanual fue del 56%<sup>12</sup>.**

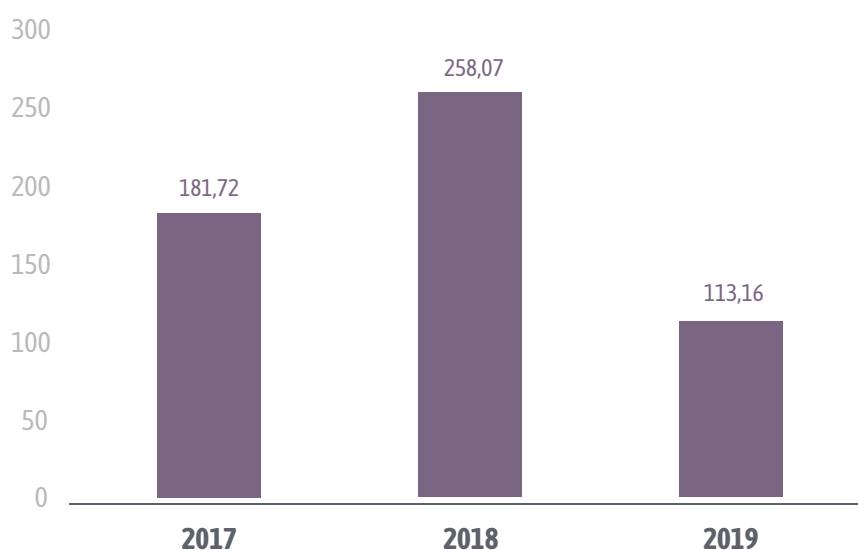
9. Los presupuestos correspondientes son: Ministerio de Ciudadanía \$421.272.371; Ministerio de Producción e Industria \$528.255.830 y el Poder Legislativo Provincial \$1.436.605.815.

10. El presupuesto provincial 2019 es de \$140.371.929 para el Ministerio de Educación y Derechos Humanos y \$47.326.721 para el Defensor del Pueblo.

11. Su presupuesto fue de \$613.796.475.

12. El detalle por empresas y año se encuentra disponible en el Anexo II.

**Gráfico 5. Subsidios a empresas distribuidoras (en millones de USD)**



**Fuente:** Elaboración propia.

Entre las diez empresas distribuidoras beneficiarias de subsidios **se repartieron \$5459 millones (USD 113 millones), monto que representa el 0,13% del presupuesto nacional, más de 586.000 jubilaciones o la construcción de 280 jardines de infantes.** Las cuatro primeras suman el 73% de los fondos: Camuzzi de Gas Pampeana, 25%; Naturgy, 22%; Metrogas, 16% y finalmente Camuzzi Gas del Sur, 10% (Tabla 4).

**Tabla 4. Subsidios recibidos por las empresas distribuidoras 2019**

EMPRESAS	TOTAL (\$)	TOTAL (USD)
Camuzzi de Gas Pampeana SA	1.357.226.557	28.134.879
Naturgy Ban SA	1.184.627.286	24.556.950
Metrogas SA	900.360.024	18.664.180
Camuzzi Gas del Sur SA	530.373.344	10.994.472
Litoral Gas SA	382.884.793	7.937.081
Distribuidora de Gas Cuyana SA	358.987.236	7.441.692
Distribuidora de Gas del Centro SA	347.315.320	7.199.737
Gasnor SA	323.635.261	6.708.857
Gas NEA SA	52.008.926	1.078.129
Redengas SA	21.513.062	445.959
<b>Total</b>	<b>5.458.931.809</b>	<b>113.161.936</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

## Inversiones y subsidios

En 2019 las empresas de hidrocarburos presentaron a la **Secretaría de Energía** declaraciones juradas con planes para invertir por un total de USD 8412,87 millones, de los cuales el 6,5% (USD 579,49 millones) se destinarían a la exploración de pozos de hidrocarburos nuevos y el resto a explotación de pozos ya existentes (Tabla 5). Respecto a 2018, las inversiones declaradas aumentaron un 25%, pero no se observan grandes diferencias en relación al destino planteado, ya que el 6% de las inversiones declaradas ese año fueron para la exploración y el resto para la explotación.

La empresa que declaró mayor cantidad de inversiones fue YPF, con el 43%, seguida de PAE con el 12%, luego Total Austral, Pluspetrol, Exxonmobil y Tecpetrol, con alrededor del 6% cada una.

**Tabla 5. Planes de inversión declarados en 2019, según tipo de actividad (datos en USD millones)**

EMPRESAS	EXPLORACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA	EXPLORACIÓN	TOTAL
<b>YPF SA<sup>13</sup></b>	<b>18,57</b>	<b>148,54</b>	<b>3461,17</b>	<b>3628,28</b>
Pan American Energy SL	33,40	0,00	1011,51	1044,91
Total Austral SA	0,66	0,00	553,80	554,46
Pluspetrol SA	3,56	32,00	479,39	514,95
Exxonmobil Exploration Argentina SRL	0,00	0,00	496,30	496,30
<b>Tecpetrol SA<sup>14</sup></b>	<b>30,25</b>	<b>0,30</b>	<b>430,86</b>	<b>461,41</b>
Vista Oil & Gas Argentina SA <sup>15</sup>	1,70	3,83	279,21	284,75
O&G Developments LTD SA	0,00	0,00	277,90	277,90
<b>Compañía General de Combustibles SA</b>	<b>65,72</b>	<b>0,00</b>	<b>172,70</b>	<b>238,42</b>
Capex SA	8,00	4,75	116,35	129,10
Pampa Energía SA	0,23	11,50	96,49	108,23
Chevron Argentina SRL	0,00	77,80	17,38	95,18
Compañías Asociadas Petroleras SA	0,00	0,00	82,38	82,38
Sinopec Argentina Exploration and Production, inc.	0,00	0,00	76,41	76,41
Petroquímica Comodoro Rivadavia SA	0,00	0,00	68,24	68,24
Petrolera El Trébol SA	22,23	0,00	37,02	59,25
Enap Sipetrol Argentina SA	20,98	0,00	24,84	45,82
Wintershall Energía SA	2,21	0,00	31,05	33,26

13. Por su parte, la empresa mixta YPF en su reporte anual a inversores declaró un total de USD 3500 millones (YPF, 2020b), valor apenas por debajo de lo publicado en la declaración jurada presentada a la Secretaría de Energía.

14. Tecpetrol publica en su Nota de Resultados de nueve meses, finalizados el 30 de septiembre de 2019, que “las inversiones en propiedades, planta y equipos netas de las adquisiciones no pagadas al cierre del período ascendieron a USD 408 millones en los primeros nueve meses del 2019, correspondiendo principalmente al desarrollo del área de Fortín de Piedra” (Tecpetrol, 2019).

15. La empresa Vista Oil & Gas en sus resultados anuales 2019 declara inversiones totales de USD 224 millones, incluyendo tanto las operaciones en México como en Argentina. De las 13 concesiones que posee la empresa, 11 son en Argentina, 3 de estas tienen como objetivo extracciones no convencionales y una de ellas no estuvo en operación en 2019. Del total de las inversiones de Vista Oil & Gas, el 52% se destinó a proyectos de petróleo no convencional (Vista Oil & Gas, 2020).



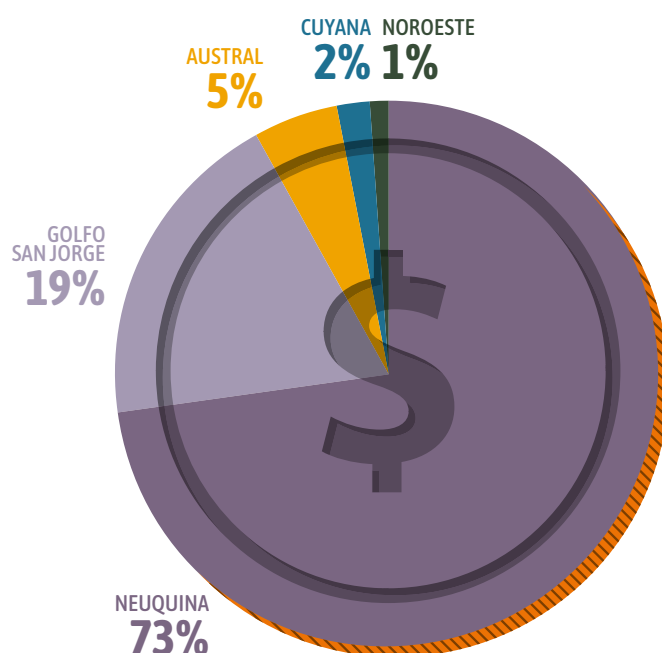
President Petroleum SA	3,00	0,00	24,67	27,67
Kilwer SA	24,51	0,00	0,00	24,51
Roch SA	0,00	9,15	12,62	21,77
Grecoil y cia. SRL	18,54	0,00	1,27	19,81
Geopark Argentina LTA (sucursal Argentina)	0,46	0,00	15,60	16,06
Selva Maria Oil SA	11,12	0,00	4,05	15,17
Madalena Energy Argentina SRL	8,07	0,00	6,99	15,06
Petróleos Sudamericanos SA	1,20	0,00	13,10	14,30
Medanito SA	0,00	0,00	13,11	13,11
Apco Oil and Gas International INC (sucursal Argentina)	0,00	0,00	8,37	8,37
High Luck Group LTD (sucursal Argentina)	7,00	0,00	0,00	7,00
Otras	6,70	3,50	20,57	30,77
<b>Total</b>	<b>288,12</b>	<b>291,37</b>	<b>7833,88</b>	<b>8412,87</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Según las descripciones de los planes de acción, el 34% de las inversiones iría a la perforación de pozos productores de petróleo (82% mayor que en 2018) y un 17% a la perforación de pozos productores de gas (un 24% menos que el año anterior). Menos del 1% de las inversiones van a acciones referidas al ambiente (33% menos que 2018).

Respecto a las cuencas (Gráfico 6), la neuquina, donde está asentada Vaca Muerta, recibiría la mayor proporción, sumando el 73% de las inversiones, luego el Golfo San Jorge, con 19%. Si se compara con 2018, las inversiones totales aumentaron un 25%. Este incremento está representado principalmente por el aumento de la cuenca neuquina, con un 40% de inversión más que el año anterior. Le siguen las cuencas noroeste y el Golfo San Jorge, con el 13% y 12% respectivamente. Mientras que la inversión en la cuenca austral disminuyó en un 38% y la cuyana 5%.

**Gráfico 6. Inversiones por cuenca para el año 2019**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

En comparación con los subsidios, entre las empresas que más invirtieron también están las que más subsidios recibieron (las primeras cuatro empresas están entre las primeras diez que recibieron subsidios por parte del Estado nacional). A modo de ejemplo, **los subsidios obtenidos por Tecpetrol cubrieron el 58% de sus inversiones**, mientras que en el caso de **Compañía General de Combustibles el porcentaje es de 40%**. Para YPF, por el contrario, los subsidios recibidos en 2019 representan solo el 2% de sus inversiones. Vuelve a llamar la atención el caso de **Wintershall, donde en 2019 los subsidios representaron el 50% de sus inversiones**.

### Subsidios y exportaciones

Se espera de Vaca Muerta que aporte no solo la energía para el autoabastecimiento nacional sino también que a través de sus exportaciones fomente el ingreso de divisas, ya sea para mejorar la balanza comercial como para contar con fondos para pagar la deuda externa.

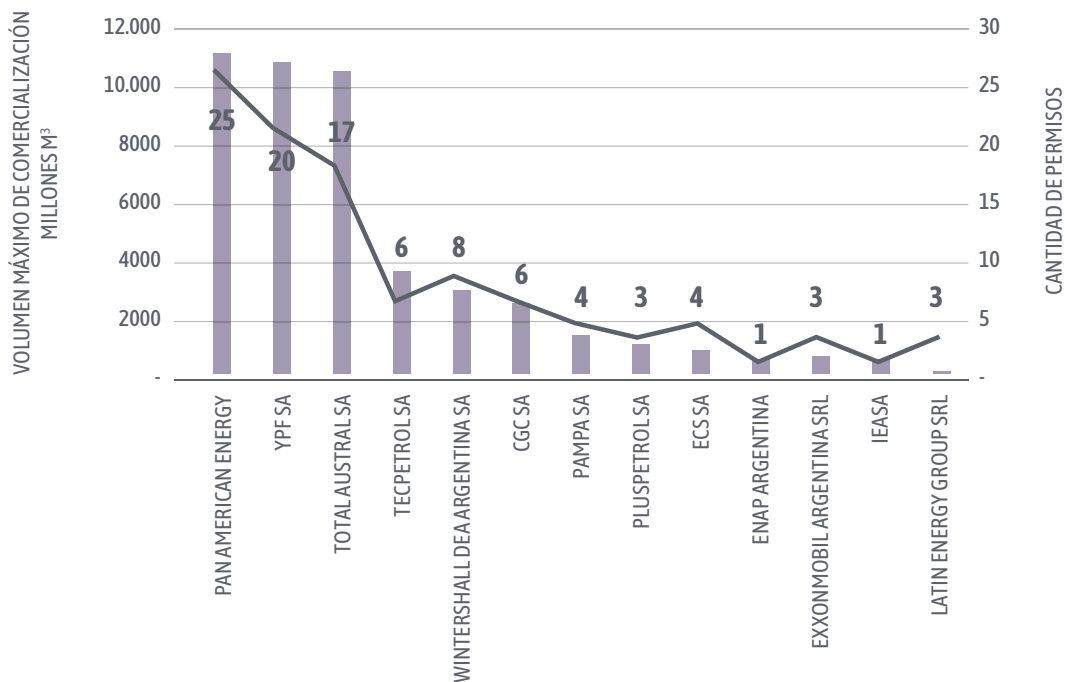
Desde agosto de 2018 hasta fines de diciembre de 2019 (últimos datos disponibles), según información de la **Secretaría de Energía**, se autorizaron 101 permisos de exportación de gas natural. Vale mencionar que en 2020 no se registraron autorizaciones. La última exportación que se registra en los datos oficiales data del 4 de diciembre de 2019.

Como se observa en el Gráfico 7, la empresa Pan American Energy<sup>16</sup> fue la que recibió mayor cantidad de autorizaciones para la exportación, totalizando 25, con un volumen máximo de comercia-

16. Pan American Energy LLC sucursal Argentina, Pan American Energy SL sucursal Argentina y Pan American Sur SA.

lización superior a los 10.700 millones de m<sup>3</sup>, seguida de YPF, con 20 permisos por más de 10.400 millones de m<sup>3</sup>. Total Austral las sigue en cantidad y volumen. Entre estas tres compañías concentran el 71% del total del volumen autorizado a exportar, en un 61% de la cantidad de los permisos.

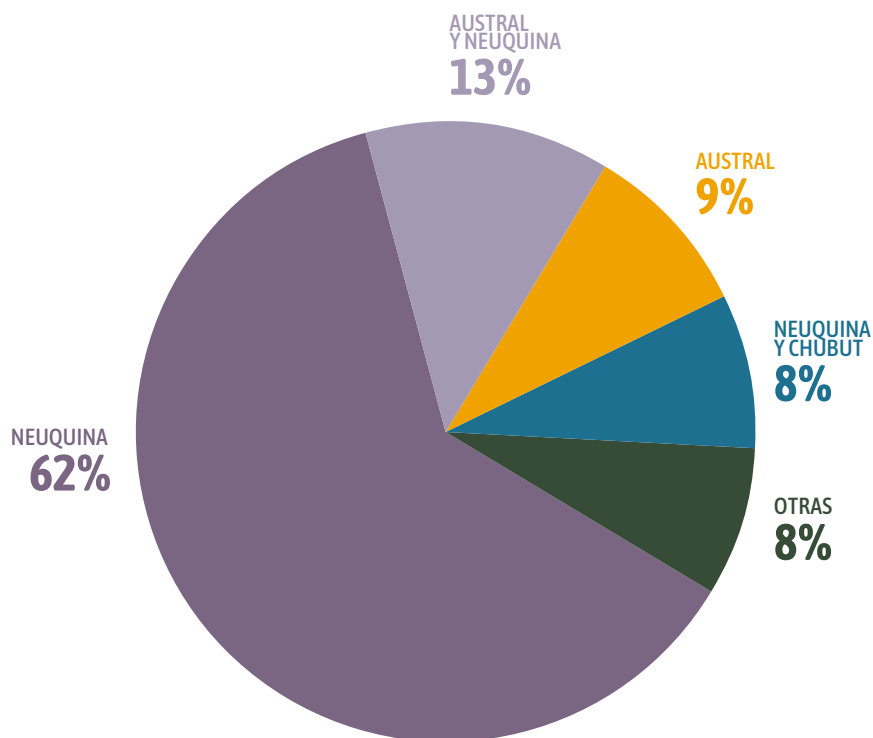
**Gráfico 7. Volúmenes y permisos de exportación de gas natural**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

La cuenca neuquina provee los mayores volúmenes autorizados de gas, alcanzando el 62%; seguida de las cuencas austral y neuquina de manera conjunta, lo que determina que la mayoría de los volúmenes provengan de yacimientos de origen no convencional (Gráfico 8).

**Gráfico 8. Volumen de autorizaciones según cuenca**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

El destino de las exportaciones es, casi en su totalidad, Chile con el 92% del volumen autorizado, seguido de Brasil y Uruguay, ambos con 4%. Chile fue el país con menor precio pagado por MMBTU de los tres compradores, con valores entre 2,33 y 6,52 USD/MMBTU, mientras que los mayores precios fueron para las autorizaciones a Uruguay, con montos entre 3,61 y 9,20 USD/MMBTU. En la Tabla 6 se observan los promedios de los precios mínimos y máximos pagados por cada país de destino.

**Tabla 6. Precios promedio de exportación según país de destino**

DESTINO DE LA EXPORTACIÓN	PRECIO MÍNIMO PROMEDIO (USD/MMBTU)	PRECIO MÁXIMO PROMEDIO (USD/MMBTU)
Chile	3,54	4,18
Brasil	4,00	4,29
Uruguay	4,20	6,00

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

En las Tablas 7 y 8 se detallan los promedios de precios según cuenca y según tipo de yacimiento. Respecto a los promedios de precios pagados según cuenca de origen, los provenientes de las cuencas neuquina y austral son los que recibieron menor precio.

**Tabla 7. Precios promedio de exportación según cuenca de origen**

CUENCA	PRECIO MÍNIMO PROMEDIO (USD/MMBTU)	PRECIO MÁXIMO PROMEDIO (USD/MMBTU)
Cuenca neuquina	3,65	4,14
Cuenca austral	3,14	4,12
Cuencas austral y neuquina	3,39	4,03
Cuenca neuquina y provincia de Chubut	3,45	4,25
Cuenca marina austral	3,72	4,45
Provincia de Chubut	3,61	7,02
Cuenca noroeste	4,05	5,80
Golfo San Jorge, concesiones Anticlinal Grande	5,22	9,20
<b>Promedio general</b>	3,59	4,27

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Tabla 8. Precios de exportación según tipo de yacimiento**

TIPO DE YACIMIENTO	PRECIO MÍNIMO (USD/MMBTU)	PRECIO MÁXIMO (USD/MMBTU)
Convencional	3,51	4,89
No convencional	3,67	4,13

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Se observa que la mayor parte de los contratos de exportaciones de gas estipularon precios menores a los pagados por la Resolución N° 46-E/2017 para la extracción de gas, que establece para 2018 7,50 USD/MMBTU; 7,00 USD/MMBTU para 2019 y 6,5 USD/MMBTU para 2020.

Mientras tanto, los precios residenciales en 2019 fueron **de 3,97 USD/MMBTU** (Bertero, 2019), valor hasta abril de 2019, mes en que la tarifa aumentó un **10%, seguido de 9% y 8%** en los meses subsiguientes (Presidencia de la Nación, 2019). En el invierno de 2019 las facturas fueron desacopladas, trasladándose el 22% de su monto a los meses de verano, cuando el consumo disminuye.

**Es decir, hubo 26 autorizaciones para la exportación por valores menores a los pagados por los hogares argentinos (entre 2,6 y 3,94 USD/MMBTU) antes de los aumentos, y 50 autorizaciones luego del aumento (precios entre 4,01 y 5,13 USD/MMBTU).**

Asimismo, la empresa YPF, en su presentación anual a inversores, declaró que el precio del gas fue de 3,7 USD/MMBTU (18% menor al precio de 2018). Por su parte, la compañía Vista Oil & Gas, en su presentación de resultados de 2019 a sus inversores, informó que el precio promedio realizado anual fue de 3,3 USD/MMBTU (27% menor al precio de 2018).

Por otro lado, el precio promedio de la última licitación de gas para la generación de energía eléctrica, con fecha 27 de mayo de 2020, tuvo un promedio general de 2,55 USD/MMBTU, con un precio de 2,66 USD/MMBTU para el gas proveniente de Neuquén. Estos valores se encuentran por debajo de los precios de exportación registrados hasta 2019 y debajo de los 3,5 USD/MMBTU que espera poner el gobierno como valor de referencia en el próximo Plan Gas IV (Gandini, 2020a). De todas formas, según las petroleras, los precios de la licitación están alejados de los costos de producción (Diamante, 2020).

Estos valores se encuentran por debajo de los precios mínimos establecidos por la Resolución N° 46-E/2017. Lo que significa que el Estado cubre las diferencias entre los precios arriba mencionados y los USD 7/MMBTU (para 2019) que promete la mencionada resolución.

Respecto al GNL, en 2019 se realizó la primera exportación desde el puerto de Bahía Blanca, donde se encuentra el primer buque licuefactor de la Argentina. Fue YPF la empresa que exportó en mayo un buque con 25.000 m<sup>3</sup> de GNL con destino a Brasil (YPF, 2019), a modo de prueba. En noviembre exportó, también a Brasil, 50.000 m<sup>3</sup> (El Economista, 2019) y en diciembre otros 130.000 m<sup>3</sup> a Barcelona, España<sup>17</sup>. La mayoría del gas comercializado provino de Vaca Muerta. Este volumen representa 123.000.000 m<sup>3</sup> de gas natural, el equivalente al 8% del gas natural importado de Bolivia en 2019.

## Comparación entre valores de importación y subsidios

Respecto al gas natural importado de Bolivia, el precio de los primeros dos trimestres de 2019 se encuentra en la Tabla 9. Son datos de la 4° adenda del contrato IEASA-YPFB de compra-venta de gas natural a Bolivia<sup>18</sup>.

**Tabla 9.** Precios del gas natural importado de Bolivia

PRECIOS (USD/MMBTU)			
2018	1° trim.	5,57	
	2° trim.	6,08	
	3° trim.	6,62	
	4° trim.	7,17	
2019	1° trim.	7,14	
	2° trim.	abr	6,07
		may	6,72
		jun	6,86
	3° trim.	s/d	
	4° trim.	s/d	

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de IEASA.

17. No se encontraron datos oficiales sobre los precios de estas exportaciones.

18. Se tomaron los valores de los dos primeros trimestres porque no se pudieron hallar los datos del precio promedio anual. Son los valores actualizados luego de la última adenda de 2019. Disponible en: <http://www.ieasa.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/USO-PUBLICO-sobre-la-4ta-adenda-al-contrato-compra-venta-IEASA-YPFB-feb-2019.pdf> (última visita: 28/05/2020).

Los precios de importación del primer trimestre de 2019 quedaron (muy) por encima de los valores promedio de exportación de 2019. El 80% de los precios de todas las exportaciones se ubican debajo de los precios pagados por importar el gas de Bolivia. Por otro lado, mientras que el subsidio del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural pagaba 7 USD/MMBTU en 2019, en el primer trimestre de ese año se abonaron mayores precios por traer el gas de Bolivia y el resto del año (de acuerdo a los datos disponibles) fueron menores.

Por otro lado, el precio promedio pagado por el GNL importado por el puerto de Escobar en 2019 fue entre 4,25 y 6,34 USD/MMBTU, y el volumen total licitado fue de 1479 millones de m<sup>3</sup><sup>19</sup> (Tabla 10). Estos valores también son superiores a los precios de más del 40% de las autorizaciones para la exportación, y se encuentran por debajo de los valores pagados por el Estado en el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural. En cambio, en las primeras licitaciones de 2020 se consiguieron valores promedio de 3 USD/MMBTU, entre los precios más bajos pagados. Esta baja se debe a la sobreoferta provocada por la caída del consumo a causa del COVID-19 (Spaltro, 2020).

**Tabla 10. Precios promedio del GNL Escobar**

LICITACIÓN	FECHA LICITACIÓN	PRECIO PROMEDIO (USD/MMBTU)	VOLUMEN (1000 M <sup>3</sup> )	MMBTU	TOTAL (USD)
N°1	15/2/2019	6,34	512.118	18.900.000	119.807.100
N°2	12/3/2019	6,23	739.726	27.300.000	170.179.800
N°3	11/6/2019	4,81	170.706	6.300.000	30.275.700
N°4	3/9/2019	4,25	56.902	2.100.000	8.925.000

Fuente: IEASA.

## LOS SUBSIDIOS PARA 2020

Como se mencionó antes, el Congreso Nacional no trató la Ley de Presupuesto General de la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2020. Con el cambio de gobierno se esperaba una revisión del proyecto elaborado por la gestión saliente para su presentación al Congreso, luego de la renegociación de la deuda. Pero aún (junio 2020) no ocurrió debido a la crisis sanitaria y el aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido ante la pandemia de coronavirus.

El Congreso Nacional sí sancionó la **Ley 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva** a fin de 2019. Esta ley declara la emergencia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y faculta al Poder Ejecutivo Nacional a decidir sobre temas como deuda pública, reestructuración tarifaria del sistema energético, reactivación productiva, sostenibilidad fiscal, haberes previsionales y salarios, entre otros.

De todas formas, el Ministerio de Economía se encuentra trabajando en el presupuesto del año 2021. Por tanto, se tomará para el análisis de datos del año 2020 al Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019 (que es el vigente, aunque ha tenido modificaciones).

En su discurso de asunción, en diciembre de 2019, el presidente entrante Alberto Fernández oficializó que no iba a dar tratamiento parlamentario al presupuesto nacional proyectado por el

19. <http://www.ieasa.com.ar/index.php/detalle-de-licitaciones-gnl-escobar-2019/>

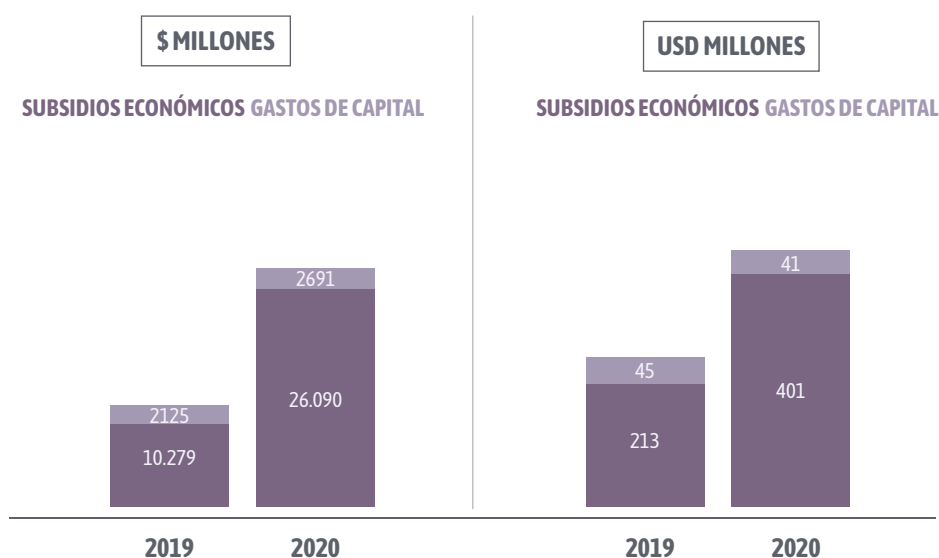
Gobierno saliente para el Ejercicio 2020<sup>20</sup>. En consecuencia, se prorrogó el vigente para 2019 y se condicionó un nuevo presupuesto a la renegociación de la deuda. Por consiguiente, a través de la **Decisión Administrativa 1/2020**<sup>21</sup> se prolongó para el año 2020 el Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2019.

Respecto a la deuda externa, en junio de 2018 se firmó el Acuerdo Stand-By con el Fondo Monetario Internacional (FMI) por USD 57.000 millones, llevando el total de la deuda externa argentina a más de **USD 320.000 millones**, según datos del Ministerio de Economía. En agosto de 2020 el ministro de Economía, Martín Guzmán, estaba finalizando la negociación con los acreedores para evitar el default. A pesar de ello, algunos acreedores consideraron que Argentina se encontraba, durante la primera mitad del año, en cesación de pagos por la demora en el desembolso al Club de París (Burgueño, 2020). El ministro buscó modificar las tasas de interés y una reducción en el capital en la negociación con los bonistas respecto a la negociación con los bonistas. Y Vaca Muerta es uno de los medios a través de los cuales se planea generar divisas para hacerle frente al repago de las deudas.

Asimismo, mientras que la deuda nacional ejerce presión en la política y economía argentina, la deuda privada también tensiona sobre el Banco Central. En 2019 YPF tenía más del 75% de su facturación anual en deuda, mientras que la deuda de Tecpetrol superaba sus ingresos anuales (EJES, 2020). Ambas poseen vencimientos para los próximos años por casi USD 10.000 millones, que deberán salir del Banco Central de la República Argentina.

En el Gráfico 9 se comparan los gastos ejecutados a marzo de 2020 con el período anterior extraído del Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector Público Nacional (Ministerio de Economía, 2020a) y se observa que las erogaciones en subsidios para el sector energético muestran una tendencia creciente tanto en su cálculo en moneda nacional como en dólares: la variación interanual entre enero y marzo de 2019 y 2020 en pesos tuvo un incremento de 132%, mientras que en dólares el aumento fue del 72%.

**Gráfico 9. Evolución de los subsidios y gastos de capital en USD y \$ (primer trimestre 2019 y 2020)**



**Fuente:** elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía (2020).

20. Un análisis de los subsidios en el proyecto de ley de presupuesto presentado por el anterior gobierno puede encontrarse en el siguiente link: <https://farn.org.ar/archives/27160> (última visita: 29/06/2020).

21. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/224513/20200113>



Estos datos se encuentran en consonancia con anuncios del gobierno, que habría autorizado el pago de más de \$18.790 millones (USD 289 millones) a empresas beneficiarias del Plan Gas No Convencional, que se efectivizaron durante julio de 2020 (Gandini, 2020b). Los beneficiarios de estos pagos fueron Tecpetrol, con \$13.300 millones (USD 205 millones), y Compañía General de Combustibles, con \$3250 millones (USD 50 millones), además de las provincias de Neuquén y Santa Cruz en concepto de regalías, con \$1800 millones (USD 28 millones) y \$440 millones (USD 7 millones), respectivamente (Gandini, 2020b). **Este monto erogado a las empresas representa el pago de más de 1.800.000 IFE (el 10% del total ya asignado al 23 de junio), o es mayor al total destinado al bono del personal de salud o equivale al total de la compra de equipamiento sanitario, de laboratorios, farmacéuticos y medicinales en el marco de la pandemia por el coronavirus (OPC, op. cit.).**

Se estima que la cancelación de estas deudas se vincula con la necesidad de gas durante el período invernal, ya que si esta oferta no surge de la extracción interna será necesario recurrir a la importación de GNL. En efecto, este año ya se recurrió a la compra de 22 cargamentos con un costo total de USD 270 millones (con un precio promedio de 3 USD/MMBTU) (Gandini, 2020b).

## PALABRAS FINALES

Argentina debería tener una estrategia de descarbonización mediante la promoción del uso eficiente de la energía y la producción de electricidad a partir de energías renovables. Además, debería tener en cuenta, a la hora de la toma de decisiones, los aspectos socioeconómicos y socioambientales, más que la relación costo/beneficio (económicos). Y sin dejar de lado los posibles impactos negativos sobre los consumidores, los trabajadores y las empresas, consecuencia de la reducción de las actividades económicas que generarían la disminución de la producción de combustibles fósiles (empleos y consumo), o el aumento de precios que implicaría la rebaja de subsidios (Keesler y Blanco, 2020).

Mientras algunos sectores siguen pregonando que Vaca Muerta es la solución energética y económica del país, los hechos demuestran que no todo es estable ni sustentable en el negocio de los hidrocarburos y que la asistencia del gobierno es fundamental para la atracción de inversiones para mantener la extracción. De este modo, se encuentra en tela de juicio si la producción de gas natural de Vaca Muerta será suficiente para abastecer al país de energía durante el invierno.

Esta situación plantea un debate sobre los riesgos de basar el modelo de desarrollo para Argentina en la extracción de fósiles, profundizando la dependencia de precios fijados en los mercados externos y que ante un colapso del precio internacional –como el de abril 2020– redundaría en crisis económicas como la evidenciada a nivel internacional.

Esta crisis económica decantará en el intento de aprovechar la capacidad instalada y evitar un mayor impacto en empleo y consumo, con una elección por el fomento de las inversiones, resultando en muchos países en flexibilización de la normativa ambiental.

Los compromisos en materia climática, tanto a nivel nacional como internacional, indican el riesgo de que las futuras inversiones en infraestructura vinculadas a los fósiles se conviertan en activos varados (*stranded assets*), que son aquellos que no se amortizan ni obtienen un rendimiento económico como resultado de los cambios asociados a la transición a una economía con bajas emisiones de carbono.

Por tanto, pareciera que los esfuerzos de los gobiernos serán tendientes a sostener y profundizar el sistema extractivista, donde los hidrocarburos no serán la excepción, desaprovechando la oportunidad para comenzar a plantear y debatir una transición energética, limpia, justa e inclusiva.

Por ello, persistir con el actual modelo de consumo de combustibles fósiles sería considerado como parte de la solución. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el costo social y ambiental de sostener un modelo de producción, extracción y consumo que derivó en esta crisis sanitaria sin precedentes y que afectó en gran medida a la economía, será aún más alto.

## BIBLIOGRAFÍA

Acacio, J. y Wyczykier, G. (2020). *Vaca Muerta y la paradoja de una esperanza nacional*. Marcha. Disponible en: <https://www.marcha.org.ar/vaca-muerta-y-las-paradojas-de-una-esperanza-nacional/> (última visita: 15/06/2020).

Bertero, R. (2019). *Tarifas de gas natural 2019: bajo el signo del dólar, la subasta y los productores*. Informe Ambiental Anual. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: [https://farn.org.ar/iafonline2019/wp-content/uploads/2019/06/0.3\\_Bertero-R\\_Tarifas-de-gas-natural-2019-Bajo-el-signo-del-dolar-la-subasta-y-los-productores.pdf](https://farn.org.ar/iafonline2019/wp-content/uploads/2019/06/0.3_Bertero-R_Tarifas-de-gas-natural-2019-Bajo-el-signo-del-dolar-la-subasta-y-los-productores.pdf) (última visita: 24/06/2020).

Burgueño, C. (2020). *Argentina ya está en default con el club de París: no se pagaron USD 2.100 millones*. Ámbito. Disponible en: <https://www.ambito.com/economia/deuda/argentina-ya-esta-default-el-club-paris-no-se-pagaron-us2100-millones-n5108465> (última visita: 24/06/2020).

CAMMESA (2020). *Informe Anual 2019*. Disponible en: <https://www.cammesa.com/linfoanu.nsf/MINFOANU?OpenFrameSet> (última visita: 02/07/2020)

Chequeado (2020). *La Balanza*. Disponible: <https://chequeado.com/labalanza/#/> (última visita: 24/06/2020).

Compañía General de Combustibles (2020). *Estados Contables 2019*. Disponible en: <https://www.bolsar.com/Downloads.aspx?id=356318> (última visita: 24/06/2020).

Diamante, S. (2020). *Subsidios. Les pagarán más a las petroleras por temor a que falte gas local*. La Nación. Disponible en: <https://www.lanacion.com.ar/economia/vaca-muerta-lanzaran-nuevo-plan-gas-incentivar-nid2377806> (última visita: 24/06/2020).

Di Paola, M. M. (2020). *La (des)ilusión de los fósiles*. Informe Ambiental FARN 2020. Disponible en: <https://farn.org.ar/iafonline2020/articulos/3-1-la-des-ilusion-de-los-fosiles/> (última visita: 9/6/2020).

EJES (2020). *Vaca Muerta y el desarrollo argentino, balance y perspectivas del fracking*. EJES. Estudios e investigaciones. Abril 2020. Disponible en: <https://www.ejes.org.ar/Vaca%20Muerta%20y%20el%20desarrollo.pdf> (última visita: 24/06/2020).

El Economista (2019). *YPF concretó otra exportación de GNL desde Bahía Blanca a Brasil*. El Economista. Disponible en: <https://eleconomista.com.ar/2019-11-ypf-concreto-otra-exportacion-de-gnl-desde-bahia-blanca-a-brasil/> (última visita: 30/06/2020).

Gandini, N. (2020a). *Exclusivo: los principales puntos del Plan Gas 4 para estimular la producción*. EconoJournal. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2020/06/exclusivo-los-principales-puntos-del-plan-gas-4-para-estimular-la-produccion/> (última visita: 24/06/2020).

Gandini, N. (2020b). *Para reactivar la perforación de gas, pagan subsidios atrasados por \$ 18.000 millones*. EconoJournal. 18 de junio de 2020. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2020/06/para-reactivar-la-perforacion-de-gas-pagan-subsidios-atrasados-por-18-000-millones/> (última visita: 25/06/2020).

INDEC (2019). *Indicadores del sector energético*. Informe técnico. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Disponible en: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-3-36> (última visita: 26/06/20).

INDEC (2020). *Intercambio comercial argentino. Cifras estimadas de diciembre de 2019*. Informe técnico. 23/01/20. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Disponible en: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-2-40> (última visita: 24/1/20).

Keesler D. y Blanco, G. (2020). *¿Estrategias de descarbonización o estrategias de desarrollo?* Informe Ambiental FARN 2020. Disponible en: <https://farn.org.ar/iafonline2020/articulos/1-3-estrategias-de-descarbonizacion-o-estrategias-de-desarrollo/> (última visita: 9/6/2020).

Lewkowicz, J. (2020). *Matías Kulfas: “Es una economía a lo Mostaza Merlo, paso a paso”*. Página 12. Disponible en: <https://www.pagina12.com.ar/239865-matias-kulfas-es-una-economia-a-lo-mostaza-merlo-paso-a-paso> (Última visita: 9/6/2020).

MAYDS (2017). *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Argentina*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. ISBN 978-987-1560-73-8. Disponible en: <https://inventariogei.ambiente.gob.ar> (última visita: 24/09/2019)

Ministerio de Desarrollo Productivo (2020). *Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2019*. Energía. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/hidrocarburos/balances-energeticos> (última visita: 12/6/2020).

Ministerio de Hacienda (2019). *Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector*. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/caja\\_diciembre\\_2019\\_1.xls](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/caja_diciembre_2019_1.xls) (Última visita: 17/06/2020)

Ministerio de Economía (2020). *Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector*. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/sechacienda/infoestadistica> (Última visita: 25/06/2020).

OPC (2020). *Impacto Financiero del COVID-19 al 23 de junio de 2020*. Oficina de Presupuesto del Congreso. Disponible en: <https://www.opc.gob.ar/informescovid/impacto-financiero-del-covid-19-al-23-de-junio-2020/> (última visita: 01/07/2020).

Presidencia de la Nación (2019). *Medidas económicas y sociales*. Casa Rosada. Información. Disponible en: <https://www.caserosada.gob.ar/pdf/Medidas%20economicas%20y%20sociales.pdf> (última visita: 24/06/2020).

Secretaría de Energía (2018). *Plan Energético Argentino - octubre 2018*. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan\\_energetico\\_argentino\\_-\\_octubre\\_2018\\_0.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico_argentino_-_octubre_2018_0.pdf) (última visita: 16/06/2020)

Secretaría de Energía (2020a). *Energía*. Datos energía. Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/inversiones-en-mercado-de-hidrocarburos-upstream> (última visita: 15/06/2020).

Secretaría de Energía (2020b). *Exportación de gas natural*. Disponible en: <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural> (última visita: 15/06/2020)

Spaltro, S (2020). *Por demorar una licitación, la ex Enarsa obtuvo el gas licuado más barato de su historia*. El Cronista. Disponible en: <https://www.cronista.com/economiapolitica/por-el-coronavirus-la-ex-enarsa-obtuvo-el-gas-licuado-mas-barato-de-su-historia-20200318-0033.html> (última visita: 03/07/2020).

Tecpetrol (2019). Tecpetrol S.A. anuncia resultados del período de tres y nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019. Inversores. Estados contables. Disponible en: <http://www.tecpetrol.com/esp/inversores/descargas/estados/SA%20Cover%20de%20Tecpetrol%20SA%2030%20de%20Septiembre%20de%202019.pdf> (última visita: 02/07/2020).

Tecpetrol (2020). Estados Contables 2019. Disponible en: <https://www.bolsar.com/Downloads.aspx?id=354887> (última visita: 24/06/2020).

Terzaghi, V. (2020). Nación prepara el Plan Gas 4 para evitar importaciones el invierno que viene. Río Negro. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/nacion-prepara-el-plan-gas-4-para-evitar-importaciones-el-invierno-que-viene-1370498/> (última visita: 25/06/2020).

Vista, Oil & Gas (2020). Vista Oil & Gas: resultados del año 2019 y del 4° trimestre de 2019. Vista Oil & Gas. Inversionistas. Año 2019. Disponible en: [http://www.vistaoilandgas.com/wp-content/uploads/2020/02/Nota\\_de\\_Resultados\\_4T\\_2019.pdf](http://www.vistaoilandgas.com/wp-content/uploads/2020/02/Nota_de_Resultados_4T_2019.pdf) (última visita: 25/06/2020).

YPF (2019). Noticias. YPF. Sala de prensa. Noticias. Disponible en: <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/noticias.aspx> (última visita: 01/07/2020).

YPF (2020a). Estados Contables 2019. Disponible en: <https://www.bolsar.com/Downloads.aspx?id=355186> (última visita: 24/06/2020).

YPF (2020b). Full Year & 4thquarter 2019 Earnings Webcast. YPF, Investor Center, Financial Information. 20 de marzo de 2020. Disponible en: <https://www.ypf.com/english/investors/Lists/InformacionFinanciera/YPF-S.A.-FY-Q4-2019-Earning-Webcast-Presentation.pdf> (última visita: 23/06/2020).

Zeolla, N. (2019). ¿Qué hacemos con el FMI? Diagonales. Disponible en: <https://www.diagonales.com/contenido/qu-hacemos-con-el-fmi/14243> (última visita: 24/06/2020).

## ANEXO I, EMPRESAS BENEFICIARIAS DE LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES 2016-2019

EMPRESAS EXTRACTIVAS BENEFICIADAS	MILLONES DE USD				MILLONES DE \$			
	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Quintana E&P Argentina SA	0,05	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00	0,00
Administración del Interior SA	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,00
Alianza Petrolera Argentina SA	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	5,33	0,00	0,00
Apco Oil and Gas International INC - sucursal Argentina	7,77	15,38	0,00	0,00	114,82	254,70	0,00	0,00
Capex SA	15,95	0,53	9,55	11,24	235,55	8,82	268,20	542,43
Colhue Huapi SA	0,11	1,08	0,00	0,00	1,59	17,83	0,00	0,00
Compañía de Hidrocarburo No Convencional SRL	48,72	20,12	0,00	0,02	719,58	333,19	0,00	1,06
Compañía General de Combustibles SA	32,07	37,74	60,49	94,75	473,65	625,05	1699,29	4570,86
Compañía Inversora de Energía SRL	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	12,82
Compañía Mega Sociedad Anónima	21,49	13,08	9,20	3,62	317,45	216,57	258,50	174,53

Conipa SA	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	12,52	0,00	0,00
Compañías Asociadas Petroleras SA	4,79	0,00	0,00	0,00	70,82	0,00	0,00	0,00
Crown Point Energía SA	0,06	3,46	0,00	0,00	0,90	57,26	0,00	0,00
Enap Sipetrol Argentina SA	9,02	3,50	0,00	0,14	133,19	58,01	0,00	6,60
Exxonmobil Exploration	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	1,42
Argentina SRL	0,87	0,00	0,00	0,00	12,91	0,00	0,00	0,00
Ingeniería Alpa SA	0,65	0,00	0,00	0,00	9,57	0,00	0,00	0,00
Madalena Energy Argentina SRL	1,34	0,00	0,00	0,00	19,80	0,00	0,00	0,00
Medanito SA	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	3,08
Mobil Argentina SA	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00
New American Oil SA	0,00	35,39	31,21	0,36	0,00	586,04	876,83	17,37
Pampa Energía SA	1023,79	167,17	9,55	16,32	15.121,31	2768,26	268,17	787,32
Pan American Energy LLC - Sucursal Argentina	12,22	0,00	0,00	1,32	180,50	0,00	0,00	63,84
Pan American Sur SA	0,00	34,09	60,22	29,67	0,00	564,53	1691,66	1431,14
Pbbpolisur SRL	44,28	0,00	17,78	20,75	653,99	0,00	499,45	1001,04
Petrobrás Argentina SA	0,22	1,48	0,00	0,06	3,31	24,52	0,00	2,87
Petrolera El Trébol SA	87,67	40,77	0,00	0,00	1294,83	675,08	0,00	0,00
Petrolera Pampa SA	0,00	13,02	0,00	0,00	0,00	215,67	0,00	0,00
Petroquímica Comodoro Rivadavia SA	16,94	16,84	1,05	1,14	250,27	278,82	29,51	54,97
PlusPetrol SA	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	36,81
Rafael G. Albanesi SA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Río Cullen - Las Violetas SA - San Enrique Petrolera SA - DPG SA - Compañía Papelera Sarandí SA - Dispet SA - Roch SA	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	1,01
Roch SA	0,13	0,00	0,00	0,00	1,93	0,00	0,00	0,00
President Petroleum SA	0,00	50,58	0,00	0,00	0,00	837,54	0,00	0,00
Refinería del Norte SA	0,95	0,24	0,00	0,00	14,08	4,02	0,00	0,00
San Jorge Petroleum SA	0,00	1,00	0,00	1,08	0,00	16,49	0,00	52,28
Shell Compañía argentina de Petróleo SA	8,11	5,88	0,00	0,00	119,79	97,34	0,00	0,00
Sinopec Argentina Exploration and Production INC	8,16	1,11	103,80	268,99	120,47	18,34	2915,65	12.976,06
Tecpetrol SA	158,89	136,75	14,23	39,69	2346,81	2264,58	399,64	1914,49
Total Austral SA - Sucursal Argentina	8,25	8,89	5,82	1,49	121,93	147,15	163,44	71,66
Transportadora Gas del Sur SA	14,69	9,12	0,92	0,95	216,91	151,01	25,82	45,92
Vista Oil & Gas Argentina SA	106,64	89,02	7,45	16,64	1575,06	1474,24	209,35	802,75
Wintershall Energía SA	1261,84	517,02	9,09	67,17	18.637,31	8561,93	255,24	3240,46

YPF S.A.	26,00	19,44	0,00	0,00	384,06	321,97	0,00	0,00
YSUR Energía Argentina SRL	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	3,47	0,00	0,00
Desarrollos Petroleros y Ganaderos SA	0,01	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00
Interenergy Argentina SA	0,60	0,40	0,00	0,00	8,83	6,69	0,00	0,00
Metro Holding SA	0,60	0,40	0,00	0,00	8,83	6,69	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	2922,28	1244,44	<b>340,36</b>	576,55	43.162,06	<b>20.607,90</b>	9560,74	27.812,84

Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO II, EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS A EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 2017-2019

EMPRESAS EXTRACTIVAS BENEFICIADAS	MILLONES DE USD			MILLONES DE \$		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Camuzzi de Gas Pampeana SA	34,46	42,35	28,13	570,60	1189,58	1357,23
Camuzzi Gas del Sur SA	26,45	7,50	10,99	438,00	210,70	530,37
Distribuidora de Gas Cuyana SA	0,00	30,73	7,44	0,00	863,11	358,99
Distribuidora de Gas del Centro SA	0,00	19,13	7,20	0,00	537,50	347,32
Edesur SA	9,55	0,00	0,00	158,07	0,00	0,00
Metrogas SA	45,85	69,17	18,66	759,20	1942,89	900,36
Distribuidora del Norte SA (EDENOR)	7,40	0,00	0,00	122,59	0,00	0,00
Gas NEA SA	3,11	1,02	1,08	51,52	28,64	52,01
Gasnor SA	8,33	10,12	6,71	138,00	284,16	323,64
Litoral Gas SA	10,68	16,49	7,94	176,90	463,27	382,88
Redengas SA	0,00	0,58	0,45	0,00	16,25	21,51
Naturgy Bay SA	35,89	60,98	24,56	594,40	1713,04	1184,63
<b>Total</b>	181,72	258,07	113,16	3009,28	7249,14	5458,93

Fuente: Elaboración propia.