

LOS SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

2020-2021

¿Seguir viviendo sin tu amor?

SEPTIEMBRE 2021



Este documento es la continuación de las investigaciones “Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2017-2018”, “Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2018-2019” y “Los subsidios a los combustibles fósiles 2019-2020. ¿Todo sigue igual de “bien”?”.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	03
INTRODUCCIÓN	05
EL RECORRIDO DE LAS POLÍTICAS DE FOMENTO A LOS HIDROCARBUROS (2020-2021)	07
La infraestructura para los fósiles gana más espacio	09
LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS DURANTE 2020 Y 2021	11
Subsidios a la oferta	15
Vaca Muerta subsidiada	19
Subsidios a la demanda	20
¿Subsidios hacia la transición?	23
IMPORTACIONES	23
EXPORTACIONES	25
PALABRAS FINALES	30
BIBLIOGRAFÍA CITADA	31
ANEXO 1. COMPARACIÓN DE INVERSIONES Y SUBSIDIOS A LOS FÓSILES	34

RESUMEN EJECUTIVO

La crisis económica, profundizada por la pandemia y sus consecuentes impactos sociales, sanitarios, y las necesidades socio ambientales, continúan vigentes; así como los planes del gobierno nacional de destinar grandes recursos financieros a actividades hidrocarburíferas.

De todas formas, la necesidad de generar divisas continúa, y una de las formas esperadas por Argentina para conseguirlas es generando excedentes exportables de energía. Sin embargo, en 2020, los ingresos nacionales provenientes de los combustibles y la energía fueron responsables únicamente del 6,5% del total de las exportaciones.

A los escasos anuncios alineados con una transición energética a una matriz energética basada en fuentes renovables, se le suman proyectos de ley para fomentar los combustibles fósiles presentados como una respuesta a los desafíos planteados por el desarrollo económico, como **el proyecto de una nueva la ley de hidrocarburos presentada por el Poder Ejecutivo ante el Congreso Nacional, que se centra en ofrecer ventajas económicas para las empresas hidrocarburíferas por 20 años.**

Los subsidios económicos y gastos de capital a la generación energética en 2020 mostraron un incremento del 113 % en pesos y 46 % en dólares, totalizando \$ 518.379 millones y USD 7339 millones, respectivamente. **Estos montos representan 3 veces las erogaciones en Asignaciones Universal para Protección Social.** Mientras que, durante 2021, en una comparación con el 2020 entre enero y mayo, se observa un incremento del 63% medido en pesos y 27% en dólares de los subsidios energéticos, se erogaron \$276.825 millones (USD 3042 millones) en concepto de subsidios. **Estos gastos, por ejemplo, podrían cubrir los presupuestos de las universidades nacionales.** En ambos casos, los mayores incrementos se dan en los subsidios económicos y no así en gastos de capital, evidenciando una preferencia por las transferencias económicas a empresas privadas para cubrir gastos de corto plazo, en lugar de obras de infraestructura.

Respecto al detalle de los subsidios económicos para la energía estos incluyen a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) que, durante 2020, recibió el 70% de los subsidios energéticos nacionales y se estima que serán un 57% en 2021. Por su parte, Integración Energética Argentina SA (IEASA) recibió el 14% de los subsidios en 2020 y un 26% en 2021.

Asimismo, Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) recibió el 2% de los subsidios en 2020 y un 1% en 2021.

Los subsidios a la demanda representaron un 4% de los subsidios a la energía tanto en 2020 y 2021, mientras que los subsidios a la oferta representaron el 10% de los otorgados a la energía en 2020 y un 12% de los de 2021, principalmente mediante el Plan Gas no Convencional, el Plan Gas III y el Plan GasAR.

Las transferencias a empresas hidrocarburíferas (subsidios a la oferta) durante 2020 totalizaron \$45.573 millones o USD 645 millones, lo que equivale a 11 millones de Asignaciones Universales por Hijo. Estos subsidios, **podrían representar el 3,6% de las emisiones de GEI de Argentina durante 2021,** lo que significa que serán financiadas por el propio Estado.

Las tres beneficiarias que recibieron más subsidios a la oferta durante 2020 fueron Tecpetrol (53%), Compañía General de Combustibles (20%) e YPF (9%). **Según los datos de sus estados contables de 2020, los subsidios han representado el 29% de los ingresos por ventas totales de Tecpetrol, el 21% para Compañía General de Combustibles y el 1% en el caso de YPF.** Además, Tecpetrol cubrió el 63% de sus inversiones de 2020 gracias a los subsidios estatales, y con un monto estimado del 73% para el período de 2021; seguida por Wintershall, con un 50% en 2020 (sin datos de inversiones en 2021); y Compañía General de Combustibles, con un monto de 47% en 2020 y 24% 2021.

Las provincias petroleras también reciben pagos por los subsidios al gas no convencional. En 2020, el 75,3% de los fondos se giraron a Neuquén, mientras que el 2,2% fue a Río Negro y el 22,5% restante a Santa Cruz. **En el caso de Neuquén, los ingresos en concepto de este programa fueron equivalentes al presupuesto 2020 para los servicios de agua potable y alcantarillado. En Río Negro, estos ingresos representaron el presupuesto 2020 para la Secretaría de Energía. Y, en Santa Cruz, fueron un monto igual al presupuesto para el Instituto de Desarrollo Urbano y Vivienda.**

Desde la aprobación del Plan Gas No Convencional, **el Estado Nacional ha erogado casi USD 1600 millones o \$99.767 millones para la extracción de gas del reservorio no convencional de Vaca Muerta.** Este monto total de los subsidios para Vaca Muerta representa 13 veces lo erogado en energías renovables entre 2018 y 2021, **es decir que por cada \$1 destinado a renovables, \$13 fueron a Vaca Muerta.**

Los subsidios a Vaca Muerta durante 2020 equivalieron al gasto de 1.903.000 jubilaciones mínimas, 8.695.000 asignaciones universales para las infancias y hubieran permitido cubrir el costo de 772.000 camas de terapia intensiva para personas afectadas por el COVID-19. En el marco de esta resolución, más del 54% de los fondos los recibió Tecpetrol, seguida por Compañía General de Combustible, con 21% del total y luego YPF, con el 8%.

Respecto a los subsidios a la demanda, los principales programas beneficiados fueron el fondo fiduciario para subsidios de consumos residenciales de GLP y las empresas distribuidoras, que entre 2020 y 2021 representaron un 95% y 88% de los subsidios a la demanda, respectivamente.

A pesar del flujo de fondos en subsidios con el fin de alcanzar la soberanía energética, la necesidad de importar GNL sigue vigente. El volumen de importaciones de GNL en 2020 representó el 4% de la demanda de gas en Argentina en ese año.

También, en el último trimestre de 2020, se reiniciaron las autorizaciones para exportar gas natural. **Los precios mínimo y máximo promedio de las exportaciones de 2020 fueron entre 2,38 y 3,85 USD/MMBTU,** mientras que los precios de las importaciones de Bolivia en ese año fueron por 4,97 USD/MMBTU. **En 2021, los precios promedio registrados de exportación a junio estuvieron entre 2,77 y 4,30 USD/MMBTU** y el precio promedio ponderado de importación de gas natural de Bolivia, a mayo de 2021, fue de 5,02 USD/MMBTU.

Por otro lado, **los usuarios residenciales y de las pymes tuvieron, en 2020, una tarifa de 3,95 USD/MMBTU, valor mayor al promedio de precios máximos cobrados por las exportaciones en ese año y también mayor al promedio surgido de las licitaciones del nuevo Plan GasAR, que se ubica en 3,7 USD/MMBTU.**

En materia energética, por tanto, se observa una tendencia con singulares contrasentidos en lo que hace a las decisiones del gobierno nacional. Se prioriza la ejecución de políticas con el objetivo de obtener soluciones de corto plazo frente a problemas coyunturales, las que tienen un alto costo fiscal, ambiental y, en consecuencia, social. Mientras, para el avance de las políticas es necesario un horizonte de planificación de largo plazo, que esté en línea sobre cambio climático con los Objetivos de Desarrollo Sustentable y con el Acuerdo de París.

INTRODUCCIÓN

La pandemia de COVID-19, provocada a grandes rasgos por el dañino avance sobre la biodiversidad, profundizó la crisis económica argentina, con grandes impactos sanitarios y sociales. En ese contexto, las necesidades socioambientales continúan vigentes, pero también los planes del gobierno nacional para destinar importantes recursos financieros a actividades hidrocarburíferas.

La Argentina mantiene las expectativas de regresar a la senda del crecimiento económico a través de las exportaciones, con las que busca generar divisas. Estas serán de gran utilidad, también, para enfrentar los vencimientos de los pagos de la deuda externa contraída con el Fondo Monetario Internacional (FMI), en especial aquellos que están en el corto plazo y que ascienden a más de USD 40.000 millones.

En 2020, con una balanza comercial total de Argentina de signo positivo, los ingresos nacionales provenientes de los combustibles y la energía fueron responsables solo del 6,5% del total de las exportaciones (USD 3568 millones, un 19,4% menos que en 2019). El 69,2% de estos ingresos lo generó el sector agropecuario (productos primarios y manufacturas de origen agropecuario) (INDEC, 2021b). Este carácter exportador muestra el marcado perfil extractivista de nuestra matriz exportadora.

Según informa el Ministerio de Economía (2021b) en su proyecto de presupuesto 2021¹, **la misión primaria de la Secretaría de Energía es “garantizar la provisión abundante de energía, poniéndola al servicio del desarrollo de la industria nacional, fomentando la competitividad y la producción de excedentes exportables, de manera fiscal y ambientalmente sostenible”**. Para alcanzar estos objetivos, la Secretaría establece los siguientes lineamientos para el ejercicio fiscal 2021:

ampliar la infraestructura energética existente; recuperar el autoabastecimiento; desarrollar una matriz balanceada, tendiendo a aumentar la oferta de energía proveniente de fuentes renovables; universalizar el acceso a la energía eléctrica; y fomentar la participación de la industria nacional en la explotación de los recursos naturales (Ministerio de Economía, 2021b).

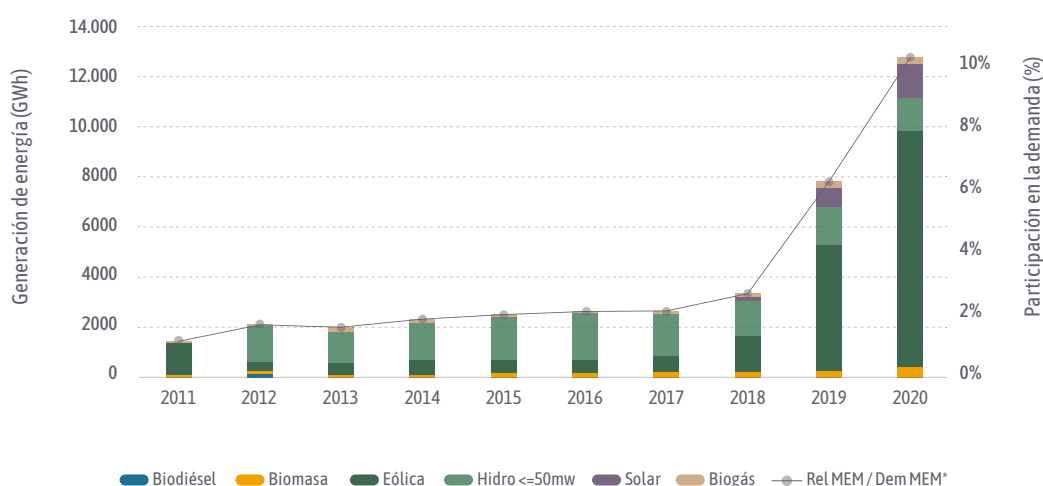
Por otro lado, **la alta participación del sector energético en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional se vincula con la oferta de la matriz energética, que es responsable del 53% del total de las GEI del país** (SAyDS, 2019). **En 2020, esta matriz estuvo compuesta en un 85% por combustibles de origen hidrocarburífero** —un punto porcentual menos que en 2019— **y en un 6,4% por energías renovables** —también menor al 6,8% de 2019² (Secretaría de Energía, 2021a)—. Estos valores indican que hay una gran ventana de inversión para el fomento de las energías renovables. En ese sentido, se estableció un compromiso de fomento de este tipo de fuentes de energía, tanto en la ley de energías renovables (**Ley 27.191**) como en el marco de la segunda contribución nacional determinada (NDC, por su sigla en inglés), lo que parece impulsar los esfuerzos financieros y el empleo en este sector.

En cuanto a la generación de energía renovable³ y su participación en la demanda del mercado eléctrico mayorista (MEM) argentino, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) indica que esta viene creciendo desde 2011 y que desde 2017 a 2021 se quintuplicó (Gráfico 1). En relación a ese incremento, una hipótesis que lo explicaría sugiere que durante el aislamiento debido a la pandemia la generación de energía en base a combustibles fósiles fue considerablemente menor a lo usual, dándole lugar a la energía generada con fuentes renovables. A su vez, en 2020 se habilitaron comercialmente 39 proyectos (58% más que el año anterior), que se suman a los agregados

1. El Presupuesto Nacional 2021 se puede consultar en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_PRESU_2021_links.pdf
2. Entre los combustibles de origen hidrocarburífero están incluidos el gas natural, el petróleo y el carbón mineral; mientras que las energías renovables están conformadas por la energía eólica, la energía solar, la biomasa (leña y bagazo) y el biocombustible (aceites y alcoholes vegetales).
3. Entre las variables se encuentran el biodiésel, la biomasa, la energía eólica, la energía hidráulica (<=50mw), la solar y el biogás, establecidas por la **Ley 26.190** de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, en su artículo 4.

desde 2016 (principalmente eólicos), acumulando 163 proyectos operativos a 2020 (Subsecretaría de Energía Eléctrica, 2019 y 2021). Esta situación permite inferir el peso para cubrir la demanda del MEM que podrían ocupar las energías renovables si se generaran oportunidades con políticas acordes o una coyuntura favorable. En la actualidad, la participación de las energías renovables como fuente de energía es baja, con un 10%. Se aprecia en el Gráfico 1 el largo camino por recorrer para alcanzar los objetivos planteados como ambiciones climáticas.

Gráfico 1. Generación de energía renovable y su participación en la demanda del MEM, 2011-2020



*Rel MEM/Dem MEM: Es la relación que existe entre la energía generada con fuentes renovables y la demanda del MEM, es decir, el porcentaje de la demanda del MEM cubierta con generación renovable.

Fuente: CAMMESA, 2021.

En 2020, la cuarentena por la pandemia tuvo un fuerte impacto en la industria, incluida la petrolera. Respecto a las extracciones de combustibles fósiles, que se vieron también afectadas por la disminución de los precios, **hasta septiembre de 2020 las fracturas en el yacimiento de Vaca Muerta mostraban una caída interanual de casi el 70%, llevando la actividad a valores similares a 2017**. Vale destacar que las etapas de fractura son un indicador utilizado para el análisis del avance de la actividad. En los primeros nueve meses de 2020 hubo 1545 etapas de fractura, un 69,64% menos que en el mismo período de 2019. Este indicador muestra el cambio respecto a la tasa de crecimiento que tenía Vaca Muerta, que año a año crecía a tasas de más de un 60% (Terzaghi, 2020b).

También disminuyó la cantidad de empresas que realizaron fracturas en 2020, de 11 en 2019 a 8 en septiembre de 2020. Desde el sector petrolero aseguran que se necesitan 100 etapas de fractura por mes para que las empresas de servicios tengan “una economía sustentable en Vaca Muerta”; si no ocurre así, se corre el riesgo de que la tecnología existente se vaya degradando por falta de inversión y caiga la eficiencia de los trabajos (Terzaghi, 2020b).

A esto se sumó la falta de equipos y personal para fractura. La salida del país de bombas de presión⁴ hizo que las empresas evaluarán compartir aquellas bombas que se encuentran en el territorio nacional.

4. Provocada por la crisis en la industria petrolera nacional de 2019 debido al congelamiento del crudo y los combustibles y agudizada por la pandemia de coronavirus.

Por otra parte, debido a los planes de retiros voluntarios de las empresas de servicios del sector, se observa, aún hoy, una falta de trabajadores calificados en la tarea. Las bombas de presión y los operarios calificados forman los sets de fractura, un potencial nuevo cuello de botella (Terzaghi, 2020a).

A pesar de esta situación, en 2021 la actividad hidrocarburífera volvió a repuntar. Al comparar los últimos tres primeros semestres, el de 2021 se encuentra por encima del de 2020 y apenas por debajo del mismo periodo de 2019, con lo que se detuvo el declinamiento de la actividad. Desde el sector afirman que el aumento se debe al crecimiento de las inversiones (respecto a 2020), que viene apalancado por las extracciones en Vaca Muerta. A modo de ejemplo, YPF aumentó sus extracciones en Vaca Muerta en un 126% en el primer semestre de 2021; Shell espera triplicar las extracciones para fines de 2021 de la mano de su segunda planta de procesamiento de petróleo y gas en Sierras Blancas, y planea la construcción de un nuevo oleoducto de 105 km hasta Allen; y Tecpetrol pasó a extraer 17,5 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), el 13% del total de Argentina, luego de estar en cero 18 meses atrás (Penelli, 2021a).

En un análisis del mercado global, algunas consultoras internacionales indican que **la disminución de las inversiones en la industria de Estados Unidos podría redirigirse hacia Vaca Muerta**, señalando que este yacimiento debería volcarse al mercado del gas natural licuado (GNL). Para poder explotar las reservas de los yacimientos de Vaca Muerta se necesitarían inversiones de entre USD 15.000 y 20.000 millones al año, incluyendo nueva infraestructura vinculada a la exportación del GNL (Benitez Jaccod, 2021).

A pesar de la necesidad de terminar con la explotación y utilización de recursos no renovables por la crisis climática, Vaca Muerta pareciera seguir siendo una respuesta para la Argentina frente a los desafíos planteados por el crecimiento económico. Así, el FMI indica que entre las políticas de apoyo al crecimiento, los esfuerzos deben ser tendientes a fomentar las exportaciones e incentivar la inversión extranjera directa, incluyendo “las vastas reservas de petróleo y gas de esquisto de Vaca Muerta” (FMI, 2020).

EL RECORRIDO DE LAS POLÍTICAS DE FOMENTO A LOS HIDROCARBUROS (2020-2021)

En línea con la promoción de los hidrocarburos, y contrariamente a los anuncios vinculados a un proceso de transición energética, **en noviembre de 2020 el gobierno argentino lanzó el Plan GasAR, la cuarta versión del plan de promoción de extracciones de gas**. Los objetivos de este plan son extraer 30.000 millones de m³ de gas en cuatro años y generar un ahorro fiscal de USD 2500 millones y un ahorro de USD 9200 millones en divisas, como consecuencia de la sustitución de importaciones. Para el corto plazo, el plan estipuló como meta para el invierno de 2021, realizar más extracciones y lograr una disminución de las importaciones de GNL (Secretaría de Energía, 2020). Sin embargo, la implementación del Plan GasAR sufrió dilaciones, y en el invierno 2021 se requirió de la importación de combustibles fósiles para responder a la demanda.

Los lineamientos generales del plan son:

- Aumentar la recaudación fiscal con participación equitativa de todas las regiones productoras.
- Generar nuevos puestos de trabajo para operar equipos de perforación y sets de fractura.
- Dinamizar la actividad de las pymes del sector y las regiones productoras.
- Otorgar previsibilidad de precio y plazo contractual a las compañías.
- Armonizar la situación entre el precio necesario que fomente inversiones con la tarifa que puede afrontar el usuario residencial (Secretaría de Energía, 2020).

Los esfuerzos tendientes a la extracción de gas se basan en una caída en 2020 del 7,5% respecto a 2019 que ocurrió debido a las restricciones generadas por la pandemia y al congelamiento tarifario. Además, las dilaciones mencionadas en la implementación del Plan GasAR demoraron los procesos de perforación de pozos para el invierno 2021 (Diamante, 2021a). En efecto, ante las pocas ofertas adicionales a las licitaciones del Plan GasAR, fue necesario recurrir nuevamente al buque regasificador de Bahía Blanca para aumentar las importaciones de este combustible y así poder abastecer el mercado interno (Diamante, 2021a). De hecho, para el invierno de 2021 se habían conseguido solo 3,6 millones de m³/d adicionales, que se le suman a los 67,9 millones de m³/d que recibirán subsidio y provienen únicamente de tres (Tecpetrol, Pampa Energía y Total Austral) de las dieciséis compañías que participaron en la subasta (Diamante, 2021a).

Además de ser apoyado financieramente por la nueva versión del Plan GasAr y la [Resolución E 46/2017](#), el sector hidrocarburífero es beneficiado también por la [Ley 27.605 de Aporte Solidario y Extraordinario para Ayudar a Morigerar los Efectos de la Pandemia](#). Esta ley, sancionada en diciembre de 2020 con carácter de emergencia y por única vez, busca recaudar dinero según el patrimonio de las personas para sustentar gastos provocados por la crisis de la pandemia. Lo recaudado se invertirá de la siguiente forma:

- **20%** para la compra y/o elaboración de equipamiento médico, elementos de protección, medicamentos, vacunas.
- **20%** para subsidios a las micro, pequeñas y medianas empresas.
- **20%** para el financiamiento de becas Progresar.
- **15%** para la mejora de la salud y de las condiciones habitacionales de los habitantes de los barrios populares.
- **25%** para la financiación de programas y proyectos de exploración, desarrollo y extracción de gas natural.

En diciembre de 2020, en la Cumbre de Ambición Climática⁵ el presidente de la Nación, Alberto Fernández, garantizó la presentación de una estrategia de desarrollo a largo plazo (LTS, por su sigla en inglés) con bajas emisiones para alcanzar la carbono neutralidad para 2050 y la elaboración de un plan nacional de adaptación y mitigación al cambio climático claro y ambicioso. A su vez, mencionó que **“la reconstrucción mundial de la pospandemia es la oportunidad que tenemos para avanzar en este sentido”**, e incitó a marchar **hacia un desarrollo sostenible mediante “una transición justa** que nos permita levantar y salir mejores de esta crisis” (Télam, 2021b).

Con relación a la matriz energética nacional, en la celebración del Día de la Tierra (el 22 de abril de 2021) Fernández destacó que **el país asumió el compromiso de desarrollar el 30% de esta matriz con energías renovables**, aunque no especificó una fecha para concretarlo. El objetivo se alcanzaría con el diseño de un plan de medidas de eficiencia para la industria, el transporte y la construcción, y adoptando tecnologías para la reducción de emisiones de metano y contaminantes de vida corta. En esa celebración, el presidente mencionó que **la crisis ecológica y la crisis social “son dos caras de la misma moneda” y reiteró la posibilidad de analizar una renovación del sistema financiero, de manera tal que posibilite un “canje de deuda por acción climática”**. También adelantó que, para la próxima Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (COP 26 en Glasgow, programada para los primeros días de noviembre de 2021) se presentará un nuevo compromiso de la NDC que será un 27,7% más ambicioso que el presentado en 2016, a la vez que mayor al 25,7% expresado en la segunda NDC en diciembre de 2020 (Télam, 2021a).

5. La Cumbre sobre la Ambición Climática, convocada por las Naciones Unidas, el Reino Unido y Francia, en asociación con Italia y Chile en el marco del quinto aniversario del Acuerdo de París, se realizó de manera virtual. Participaron 75 países.

Por otro lado, en la apertura de sesiones ordinarias del Congreso de la Nación de 2021, el presidente de la Nación reiteró la promesa de un nuevo proyecto de ley de hidrocarburos, como lo hizo en 2020. A julio de 2021 **se continúa trabajando para la promoción de esta nueva ley y el proyecto delimitado desde la empresa público-privada YPF se centra en ofrecer ventajas comparativas para que las empresas inviertan, con facilidades para acceder al mercado cambiario y a la exportación.** También comprende el establecimiento de precios internos para la nafta y el gasoil y medidas que incluirían la implementación de impuestos móviles, de manera de amortiguar la volatilidad internacional para darles previsibilidad a las empresas (Diamante, 2021b).

Además, el proyecto de ley de hidrocarburos aportaría incentivos para toda la cadena de valor de hidrocarburos, con el fin de promover las inversiones para aumentar la extracción de petróleo y gas, buscando obtener saldos exportables. El proyecto de ley que está en discusión, en su primer artículo, declararía “de interés nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina, la promoción de las inversiones tendientes a lograr los objetivos enunciados en la presente ley” (Gandini, 2021a).

El 1 de julio 2021, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS) convocó a una audiencia pública para presentar el Estudio de Impacto Ambiental de la “Campaña de adquisición sísmica *offshore*; cuenca argentina norte (áreas CAN 108, CAN 100 y CAN 114)”, en la que participaron 350 personas. Vale recordar que la actividad de extracción de hidrocarburos *offshore* fue incluida entre las beneficiarias del Plan GasAR. Un año antes, en julio de 2020, la Cámara de Senadores aprobó los nuevos límites de la plataforma continental argentina, duplicando su tamaño. Esto les da a las empresas hidrocarburíferas (entre otras) la seguridad jurídica necesaria para explorar y explotar el área.

En esta audiencia pública se realizaron observaciones sobre la planificación energética y el desarrollo sostenible; la evaluación ambiental estratégica (EAE) y la evaluación de impacto ambiental; la biodiversidad y las áreas de conservación; los derrames, la contaminación y los impactos en otras actividades, entre otras, y se mencionó un estudio de proyecciones asociadas a trabajos en escenarios energéticos que muestran que la explotación y el uso posterior de los hidrocarburos que surjan del mar Argentino duplicaría las emisiones de GEI que realiza la Argentina a julio de 2021. También se hizo alusión a otro informe de la Agencia Internacional de Energía que indica que no hay necesidad de invertir en nuevos suministros de combustibles fósiles en el camino hacia las cero emisiones netas, que no son necesarios nuevos campos de petróleo y gas natural, y que la orientación hacia energías renovables tiene el potencial incluso de generar e impulsar el crecimiento económico (MAyDS, 2021).

Por otro lado, en la audiencia se reclamó la realización de una EAE que determine el alcance de las políticas, planes o programas que están detrás de la explotación hidrocarburífera, que analice la compatibilidad de la actividad con los compromisos asumidos con relación al cambio climático y que determine si es posible, y cómo lo sería, insertar el desarrollo de este tipo de explotación en un plan de reducción de emisiones y transición hacia energías limpias (MAyDS, 2021).

La infraestructura para los fósiles gana más espacio

Según las estimaciones de los organismos estatales, Vaca Muerta excede las necesidades internas de consumo de combustibles fósiles, razón por la cual la Argentina podría ser un proveedor de este insumo para países vecinos como Chile y Brasil. Para que esto sea posible primero se debe mejorar la infraestructura de Vaca Muerta, lo que implica una búsqueda de financiamiento.

Además, durante 2021 el sector de los combustibles fósiles detectó la oportunidad para explotar petróleo, pero solo durante algunos años (Cronista, 2021), lo que da cuenta del corto plazo de la “oportunidad”. **La infraestructura es uno de los grandes cuellos de botella para la exportación, por ello existen varios proyectos de desarrollo de infraestructura para el complejo hidrocarburífero. La Secretaría de Energía firmó un memorando de entendimiento con Powerchina y Shangai Electric, dos compañías del**

Estado chino, para estudiar la viabilidad de la ampliación y el financiamiento del sistema de gasoductos troncales. El proyecto acordado en el memorando incluiría al menos cinco obras de gran porte en el sistema de gasoductos, por USD 3000 millones (Econojournal, 2021).

En el marco de las negociaciones con China para ampliar la infraestructura, mediante el **Decreto 489** publicado en agosto de 2021 se modificó el **Presupuesto General de la Nación de 2021** y se incorporaron obras para la construcción de distintos tramos de gasoducto. Entre estos se incluyen el gasoducto entre Tratayén (Neuquén) y Salliqueló (Bahía Blanca), el sistema centro-oeste de gasoductos, y un gasoducto entre las localidades de La Mora y Tío Pujio (Córdoba), para los cuales se asignaron más de \$20.000 millones.

Respecto de **los gasoductos**, el Informe de la Jefatura de Gabinete de Ministros (JGM) (2021) menciona **que su fin** es potenciar la extracción en las regiones extractoras para poder transportar esos hidrocarburos a las zonas de consumo con el objetivo de **reemplazar “totalmente las importaciones de gas natural licuado (GNL), así como los combustibles líquidos de las centrales térmicas”**, y revertir la declinación de las zonas extractoras del norte del país y de Bolivia, con intenciones de exportarlos vía Uruguayana (Brasil).

Al respecto, desde FARN se realizaron pedidos de acceso a la información pública en 2020⁶ de obras de los gasoductos que unirían Neuquén con Uruguayana. Ante esos pedidos, la Secretaría de Energía respondió que no contaba con información relacionada con el proyecto de transporte de gas desde Vaca Muerta hasta Brasil. Sin embargo, la respuesta menciona que el embajador argentino ante Brasil mantiene regularmente reuniones de trabajo con representantes del Poder Ejecutivo brasileño, entre ellos el ministro de Minas y Energía, con el objeto de afianzar la cooperación. En estas reuniones se han tratado las distintas opciones y oportunidades para promover la integración y complementariedad energética entre ambos países; una de ellas es la potencial construcción de un gasoducto.

Por su parte, a fines de 2020 **el Ministerio de Transporte firmó un memorando de entendimiento con la compañía estatal China Machinery Engineering Corporation (CMEC) para el proyecto que uniría Vaca Muerta con el puerto de Bahía Blanca** y/u otros puertos sobre el mar Argentino, por vía ferroviaria. Las obras incluirían la recuperación de 664 kilómetros de vías del Ferrocarril Roca (entre Bahía Blanca y Añelo) y, en una segunda instancia, se avanzaría en un tramo que una Añelo con el puerto San Antonio Este, en la provincia de Río Negro (Penelli, 2021b). Ante un pedido de informes⁷ realizado por FARN en abril de 2021, la Administración de Infraestructura Ferroviaria (ADIF) aclaró que aún no hay traza definitiva del proyecto y que tampoco fue realizada la licitación. A su vez, sobre el Plan de Gestión Ambiental y la participación de la ciudadanía en el proyecto, la ADIF menciona que estos están a cargo del Ministerio de Transporte. Ante la consulta⁸, esta cartera indicó que se están analizando distintas alternativas, que en general coincidirían en la utilización de la vía existente del ramal R60 de la línea Roca desde Bahía Blanca hasta Cipolletti, pudiéndose luego utilizar parte de vía existente operativa y no operativa. A su vez, el Ministerio de Transporte menciona que el Plan de Gestión Ambiental debe formar parte de los documentos licitatorios correspondientes, los que aún no han sido iniciados; y en cuanto a los mecanismos de participación ciudadana, aclara que deben darse en el marco legal de la jurisdicción correspondiente (Buenos Aires, La Pampa, Río Negro y Neuquén) con plazos sujetos a los propios del proceso de licencia ambiental.

6. **Pedido 1 y respuesta 1. Pedido 2 y respuesta 2.**

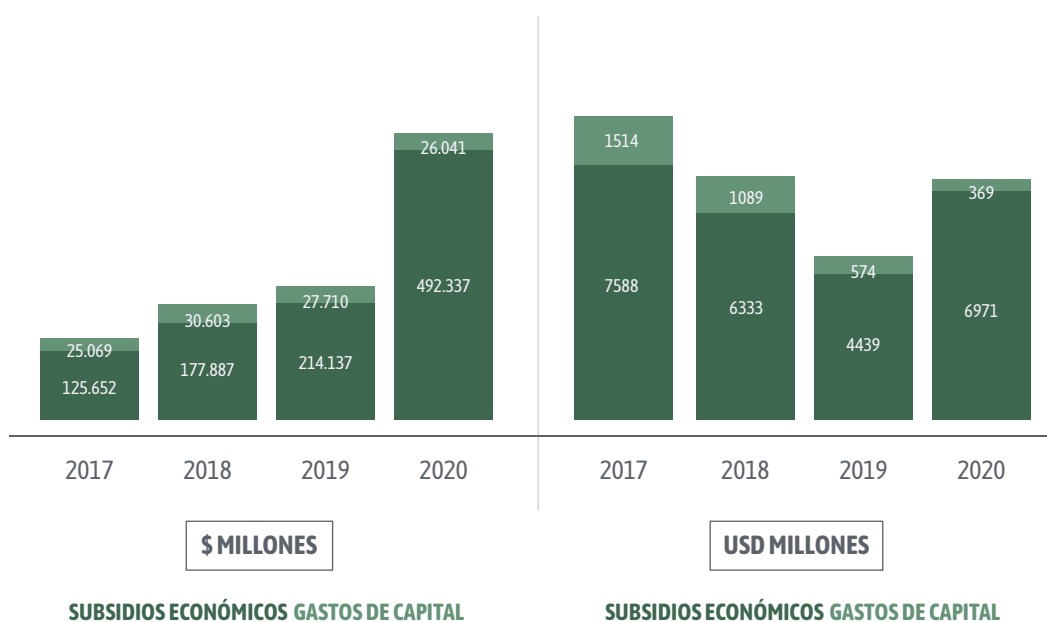
7. **Pedido 1 y respuesta 1.**

8. **Pedido 2 y respuesta 2.**

LA EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS DURANTE 2020 Y 2021

El Ministerio de Economía indicó en el **Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector** para 2020 que los subsidios económicos y los gastos de capital muestran un incremento de los incentivos a la generación energética del 113% en pesos y del 46% en dólares, totalizando \$518.379 millones y USD 7339 millones (Gráfico 2). **En 2020, la sumatoria de los subsidios económicos a la energía representó tres veces las erogaciones en Asignaciones Universal para Protección Social.** Esto evidencia los esfuerzos en plena pandemia por el sostenimiento de una industria que fue considerada entre las esenciales en el marco del aislamiento social, preventivo y obligatorio⁹.

Gráfico 2. Evolución de los subsidios y gastos de capital en energía, en \$ y USD, 2017-2020



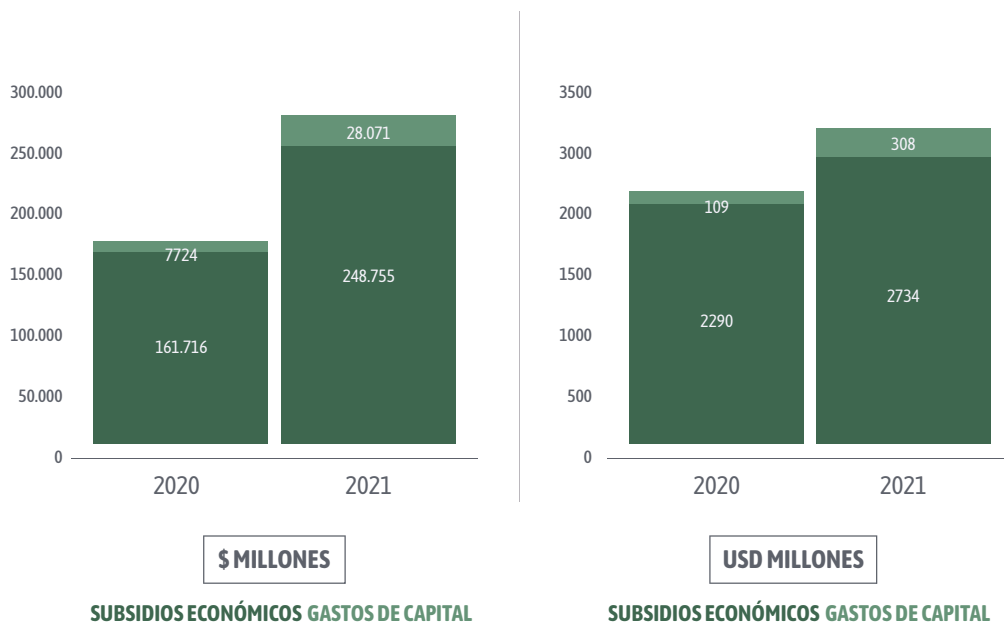
Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía (2021a).

Es importante también destacar que los mayores incrementos se dan entre los subsidios económicos (95% del total de los incentivos al sector energético) y no así en los gastos de capital (5% sobre el total para 2020). 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.

Respecto a lo acontecido durante 2021, en una comparación con 2020 entre enero y mayo, se observa un incremento de los subsidios energéticos del 63% medido en pesos y 27% en dólares, tal como se presenta en el Gráfico 3. Durante 2021, hasta mayo (último mes disponible a la redacción de este documento, julio de 2021) se erogaron \$276.825 millones (USD 3042 millones) en concepto de subsidios, correspondiendo un 90% a subsidios económicos y 10% a gastos de capital. **Estos gastos triplican, por ejemplo, las transferencias en Asignaciones Universales para Protección Social o para cubrir los gastos de las universidades nacionales.**

9. 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 \$91,32 para 2021 (promedio al 15/07/2021); \$70,63 para 2020; \$48,24 para 2019; \$28,10 para 2018; \$16,60 para 2017 y \$14,80 para 2016.

Gráfico 3. Evolución de los subsidios energéticos, en \$ y USD, entre enero y mayo de 2020 y 2021



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía (2021a).

Sin embargo, los subsidios económicos y gastos de capital incluidos en el **Informe Mensual de Ingresos y Gastos del Sector** del Ministerio de Economía para el área energética toman en cuenta la totalidad de la energía generada en Argentina, considerando no solo combustibles fósiles sino también, por ejemplo, a la generación de energía a través de grandes represas hidroeléctricas –como Yacypetá– o nucleares. Por ello, en la Tabla 1 y el Gráfico 4 se analizan en detalle los subsidios económicos a la energía vinculados estrechamente a su generación a través de combustibles fósiles.

Tabla 1. Detalle de los subsidios económicos a la energía para combustibles fósiles, 2016-2021

DESTINO SUBSIDIOS	EN MILLONES DE \$					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (*)
CAMMESA	144.846	74.280	102.514	138.664	323.078	441.750
IEASA	13.496	12.093	42.730	43.160	66.123	199.752
YCRT	3.490	3.877	2.665	2.370	7.050	9.346
SUBSIDIOS A LA OFERTA	40.673	25.842	16.810	29.832	45.573	95.061
SUBSIDIOS A LA DEMANDA	4.811	3.469	7.898	12.014	16.823	32.501
TOTAL	207.316	119.561	172.617	226.040	458.647	778.410

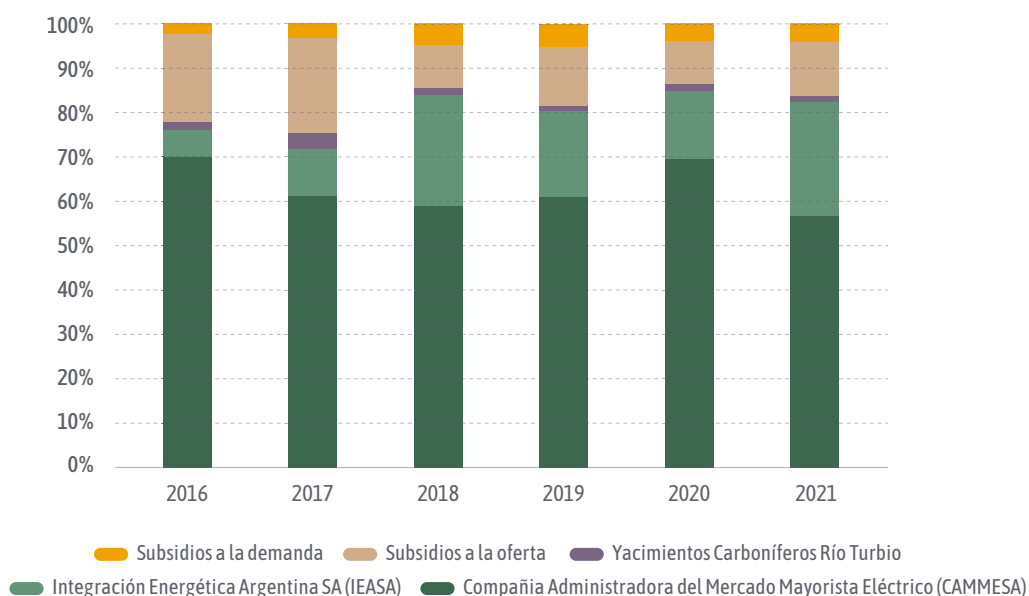
DESTINO SUBSIDIOS	EN MILLONES DE USD					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (*)
CAMMESA	9787	4475	3648	2874	4574	4837
IEASA	912	728	1521	895	936	2187
YCRT	236	234	95	49	100	102
SUBSIDIOS A LA OFERTA	2748	1557	598	618	645	1041
SUBSIDIOS A LA DEMANDA	325	209	281	249	238	356
TOTAL	14.008	7202	6143	4686	6494	8524

(*) Datos del presupuesto vigente a julio 2021

Fuente: Elaboración propia en base a datos de [Presupuesto Abierto](#).

Durante 2020, las partidas presupuestarias a los combustibles fósiles representaron el 7% de los gastos totales del Estado, mientras que durante 2021 estos gastos representarían el 9%.

Gráfico 4. Distribución de los subsidios a los combustibles fósiles, 2016-2021



Fuente: Elaboración propia.

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 MEM a través del Fondo de Estabilización. 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 interés ya que utiliza como principal fuente a los combustibles fósiles. Durante 2020, el

porcentaje de generación de energía eléctrica mediante fuentes térmicas fue de 60,5%¹⁰ (CMMESA, 2021). Las partidas presupuestarias a CMMESA representaron el 70% de los subsidios a los combustibles fósiles durante ese año y se estima que serán un 57% en 2021.

Por su parte, Integración Energética Argentina SA (IEASA) (anteriormente Energía Argentina SA [ENARSA]) recibe fondos del Estado para solventar la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta al mercado interno de combustibles, también utilizados en centrales térmicas. IEASA recibió el 14% de los subsidios a los fósiles en 2020 y pasó a un recibir un 26% en 2021.

Yacimientos Carboníferos Río Turbio (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 para avanzar en la construcción de una central térmica que se alimentará de tal mineral. Por su parte, la participación en los subsidios a los fósiles es menor, con un 2% en 2020 y un 1% en 2021.

Los subsidios a la demanda¹¹, que representaron un 4% de los subsidios a los fósiles tanto en 2020 y 2021, incluyen:

- Apoyo financiero a empresas distribuidoras de gas (**Resolución 508/2017**). Es el importe que pagará 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**). Se asume el pago de estas 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.
- El fondo fiduciario para subsidios de consumos residenciales de gas licuado de petróleo (**Ley 26.020**). Corresponde al programa HOGAR, que tiene como objetivo garantizar el acceso al gas licuado de petróleo (GLP) envasado a usuarios de bajos recursos.
- La **Resolución 148/19** para productores de gas natural y propano indiluido por redes, que 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. Durante 2020 se mantuvo el pago de deudas del año previo.
- 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 subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes, con un precio acordado en pesos en base a una fórmula polinómica.

Los subsidios a la oferta representaron el 10% de los otorgados a los combustibles fósiles en 2020 y un 12% de los de 2021. Entre estas partidas se incluyen:

- Plan Gas III (**Resolución 74/2016**). El programa está dirigido exclusivamente a productores de *tight* y *shale* gas de la cuenca neuquina, que al expirar el Plan Gas I y II a fines de 2017, y el Plan Gas III, a fines de 2018, buscaron acceder a la continuidad de los precios subsidiados.

10. El resto corresponde a hidráulica (25,8%), nuclear (4,2%) y renovables (9,5%), que incluye energía eólica, solar, biomasa, biogás, e hidro menores a 50 MW.

11. Se utiliza la clasificación que realiza el Estado Nacional en el presupuesto nacional, que identifica subsidios a la oferta y a la demanda de combustibles fósiles.

- Plan Gas no Convencional (**Resolución E 46/2017**). El plan prevé que el Estado reconozca un precio diferencial entre el precio de mercado y 6 USD/MMBTU en 2021, particularmente para las nuevas inversiones en Vaca Muerta.
- Plan GasAR (Plan Gas IV) (**Decreto 892/2020**). Este plan busca garantizar la extracción de 70 M³/d a través de subastas para la fijación de precios. El gobierno se hace responsable de la diferencia entre el precio del punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y el valor de mercado en las subastas, con promedio de 3,70 USD/MMBTU (elDiarioAR, 2021).

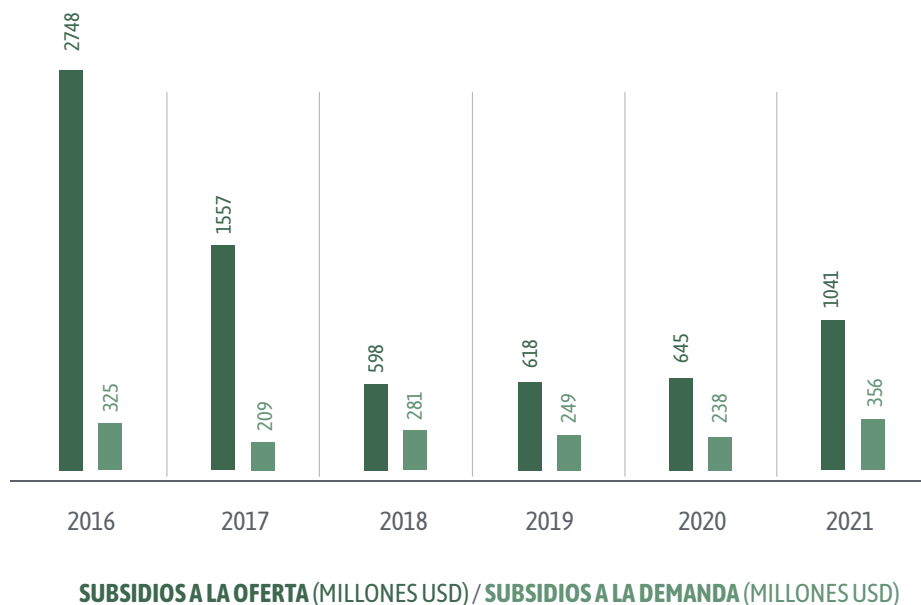
Subsidios a la oferta

Las transferencias a empresas hidrocarburíferas durante 2020 totalizaron \$45.573 millones o USD 645 millones, lo que equivale al 0,2% del PBI, el 0,7% de los gastos ejecutados en 2020 u 11 millones de Asignaciones Universales por Hijo. Tanto en la Tabla 1 como en el Gráfico 5, que consignan datos entre 2016 y 2021, se observa una tendencia ascendente entre 2020 y 2021, con un salto interanual de un 62% para los subsidios a la oferta (medidos en dólares). Estos subsidios a la oferta, según cálculos a febrero de 2021, podrían representar el 3,6% de las emisiones de GEI de Argentina durante 2021, lo que significa que serán financiadas por el propio Estado (FARN, 2021).

LA RIQUEZA PARA EL GAS

A julio de 2021, la recaudación estimada debido a la Ley 27.605 alcanzaría los \$225.000 millones (JGM, 2021), de los cuales \$56.250 millones se destinarían a financiar programas y proyectos de exploración, desarrollo y producción de gas natural, a través de Integración Energética Argentina SA (IEASA). Ante consultas de FARN sobre las empresas beneficiarias, criterios de selección de los proyectos y las partidas presupuestarias, la Secretaría de Energía de la Nación (al 2 de julio de 2021) e IEASA (al 9 de junio de 2021), contestaron que el artículo que establece la recaudación no había sido reglamentado, razón por la que no se ha aprobado ni implementado ningún proyecto de exploración, desarrollo y producción de gas natural, a esa fecha. Así, el Estado Nacional contaba, en sus cuentas, con \$56.250 millones esperando su destino, en un contexto en el cual el 42% de la población se encuentra bajo el límite de la pobreza en el segundo semestre de 2020 (INDEC, 2021a) y un 10,2% de la población está desocupada (INDEC, 2021c).

Gráfico 5. Evolución de los subsidios etiquetados para la oferta y la demanda en el presupuesto nacional, 2016-2021

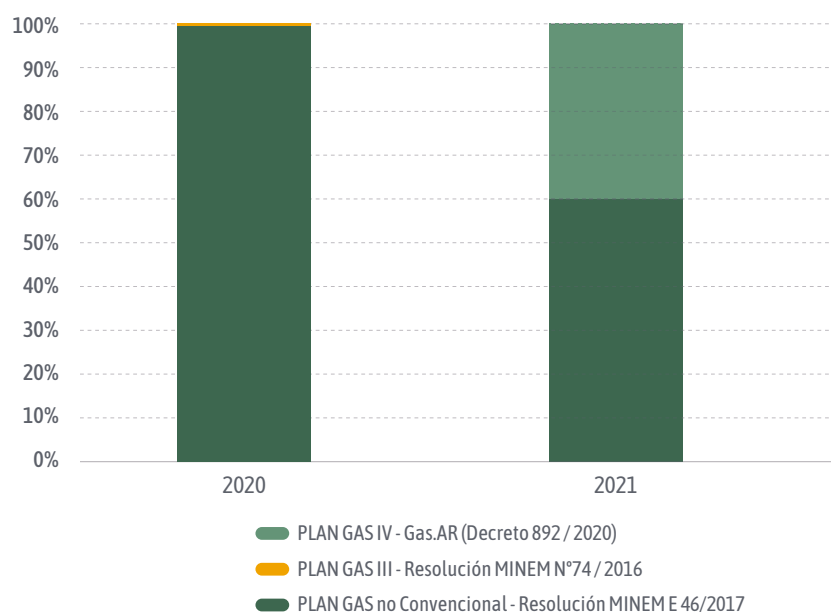


Fuente: Elaboración propia.

Los datos de la ejecución presupuestaria (Gráfico 5) muestran ciertas diferencias respecto de los datos que dan cuenta de los subsidios a la oferta recibidos por las empresas de combustibles fósiles (Tabla 2). La información de la Tabla 2 se basa en un pedido de acceso a la información respondido a FARN por parte de la Secretaría de Energía en abril de 2021.

Durante 2020, los subsidios a la oferta correspondieron casi en un 100% a aquellos vinculados al gas no convencional. Durante 2021 está ganando importancia el Plan GasAR, con un 39% de los fondos, y el Plan Gas No Convencional se queda el 61% restante, manteniendo su relevancia (Gráfico 6). **Los subsidios totalizaron \$105.901.067.698 desde 2017 a junio de 2021** (mediante la Resolución E 46/2017, \$105.205.073.550, y el Plan Gas AR, \$695.994.148) (JGM, 2021).

Gráfico 6. Programas que constituyen los subsidios a la oferta, 2020-2021



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

Tabla 2. Subsidios a la oferta, 2020-marzo 2021

EMPRESA BENEFICIARIA	EN \$		EN USD	
	2020	2021	2020	2021
Capex SA	1.286.730.403	282.946.410	18.217.902	3.098.406
Compañía General de Combustibles	7.948.727.754	2.784.771.579	112.540.390	30.494.652
Pan American Energy SL	1.660.219.788	960.418.250	23.505.873	10.517.064
Petronas E&P Argentina SA (*)	0	68.149.406	0	746.270
Tecpetrol SA	20.562.004.061	4.602.615.938	291.122.810	50.400.963
Total Austral SA Sucursal Argentina	2.876.595.110	1.184.950.786	40.727.667	12.975.808
Wintershall DEA Argentina SA	1.172.539.691	572.453.927	16.601.157	6.268.659
YPF SA	3.654.313.477	1.289.157.829	51.738.829	14.116.928
TOTAL	39.161.130.284	11.745.464.125	554.454.627	128.618.749

(*) Fondos recibidos en el marco del Plan Gas III - Resolución MINEM 74/2016. Según los datos de Presupuesto Abierto, fueron erogados en 2020; según los datos del pedido de acceso a la información que figuran en el período 2021.

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

En cuanto al detalle de las empresas (Tabla 2), las tres beneficiarias que recibieron más subsidios a la oferta durante 2020 fueron Tecpetrol (53%), Compañía General de Combustibles (20%) e YPF (9%), repitiendo el orden que tuvieron en 2019. Las otras cuatro compañías completan el 18% faltante. Asimismo, **según los datos de sus estados contables de 2020, los subsidios han representado el 29% de los ingresos por ventas totales de Tecpetrol, el 21% para Compañía General de Combustibles y el 1% en el caso de YPF.**

Al comparar los datos de los subsidios recibidos en 2020 y 2021 con los valores que las empresas declararon invertir, se destaca el caso de Tecpetrol, que cubrió el 63% de sus inversiones de 2020 gracias a los subsidios estatales, y con un monto estimado del 73% para el período de 2021. En orden le sigue Wintershall, con un 50% en 2020 y sin datos de inversiones en 2021, y luego la Compañía General de Hidrocarburos, con una ratio de 47% en 2020 y 24% 2021. Por su parte, YPF solo cubrió el 1% de las inversiones con los subsidios en 2020 y 2021¹².

Vale recordar que las provincias reciben parte de las compensaciones derivadas de la Resolución E 46/2017 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, pago que se realiza en concepto de regalías. En 2020, el 75,3% de los fondos se giraron a Neuquén, mientras que el 2,2% fue a Río Negro y el 22,5% restante a Santa Cruz (Tabla 3).

Tabla 3. Fondos recibidos por las provincias beneficiadas por el Programa Gas No Convencional, 2020-marzo 2021

ESTADO PROVINCIAL	EN \$		EN USD	
	2020	2021	2020	2021
NEUQUÉN	3.579.408.149	1.761.518.657	50.678.297	19.289.517
SANTA CRUZ	1.068.767.255	389.437.199	15.131.916	4.264.533
RÍO NEGRO	106.924.769	10.800.910	1.513.872	118.275
TOTAL	4.755.100.173	2.161.756.766	67.324.086	23.672.326

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

Según los datos de los presupuestos de cada provincia, en 2020 los subsidios tuvieron gran relevancia. **En el caso de Neuquén, los ingresos en concepto de este programa fueron equivalentes al presupuesto 2020 para los servicios de agua potable y alcantarillado¹³. En Río Negro, estos ingresos representaron el presupuesto 2020¹⁴ para la Secretaría de Energía. Y, en Santa Cruz, fueron un monto igual al presupuesto para el Instituto de Desarrollo Urbano y Vivienda¹⁵.**

12. Más información disponible en el Anexo 1. La información de las inversiones se extrajo de los Planes de Acción e Inversiones a Ejecutar (Tablas Dinámicas) publicadas por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía (2021c).

13. Presupuestado en \$3.696.879.253.

14. El presupuesto provincial 2020 fue de \$103.717.221.

15. Su presupuesto fue de \$1.089.070.693.

Vaca Muerta subsidiada

Desde la aprobación del Plan Gas No Convencional (Resolución E 46/2017 de la Secretaría de Energía), **el Estado Nacional ha erogado casi USD 1600 millones o \$99.767 millones para la extracción de gas del reservorio no convencional de Vaca Muerta. Estos valores representaron un 0,23% del presupuesto nacional en 2018, un 0,84% en 2019, 0,56% en 2020 y 0,35% en 2021 (considerando que son datos a marzo de 2021).** Este monto total de los subsidios para Vaca Muerta representa 13 veces lo erogado en energías renovables entre 2018 y 2021, **es decir que por cada \$1 destinado a renovables, \$13 fueron a Vaca Muerta.**

Para tomar dimensión del monto de los subsidios a Vaca Muerta durante 2020, estos equivalen al gasto de 1.903.000 jubilaciones mínimas, 8.695.000 asignaciones universales para las infancias y hubieran permitido cubrir el costo de 772.000 camas de terapia intensiva para personas afectadas por COVID-19¹⁶.

Si se comparan estos datos con los presentados en el marco del Plan de Desarrollo Productivo Verde en julio de 2021¹⁷, cuyos objetivos demandarían una inversión de \$10.065 millones, los subsidios destinados a las empresas en Vaca Muerta durante 2021 triplican los fondos de este Plan.

En el marco de esta resolución, más del 54% de los fondos los recibió Tecpetrol, seguida por Compañía General de Combustible, con 21% del total y luego YPF, con el 8% (Tabla 4 y Gráfico 7).

Tabla 4. Empresas receptoras de fondos para la extracción de gas en Vaca Muerta, 2018-julio de 2021 (datos en pesos)

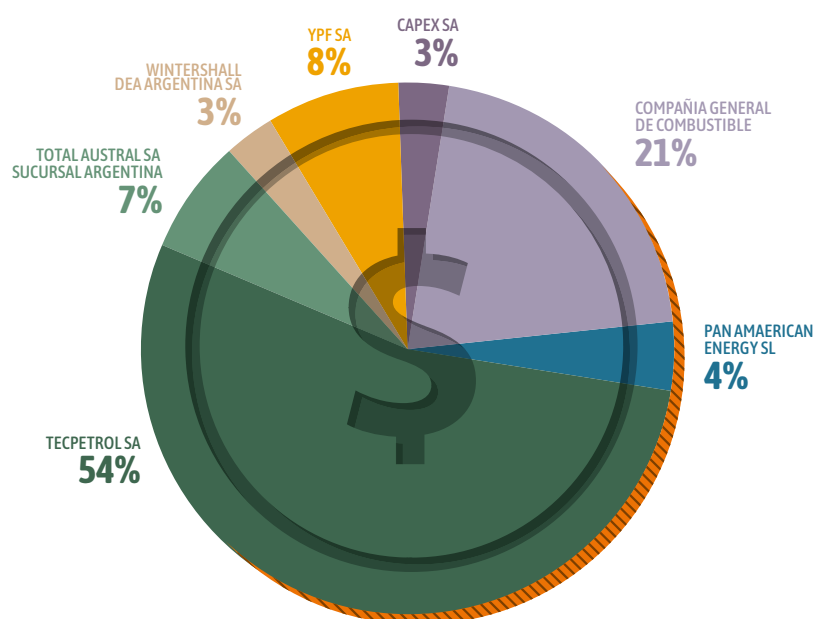
EMPRESA	2018 (\$)	2019 (\$)	2020 (\$)	2021 (\$)	TOTAL (\$)
Capex SA	256.808.801	524.659.542	1.286.730.403	369.404.735	2.437.603.481
Compañía General de Combustible	1.661.685.425	4.526.524.976	7.948.727.754	5.941.091.348	20.078.029.503
Pan American Energy SL	126.512.512	667.884.477	1.660.219.788	1.903.683.605	4.358.300.382
Tecpetrol SA	2.915.648.525	13.450.637.307	20.562.004.061	17.338.024.400	54.266.314.293
Total Austral SA Sucursal Argentina	308.645.648	1.770.389.141	2.876.595.110	2.203.764.700	7.159.394.599
Wintershall DEA Argentina SA	107.221.163	728.352.552	1.172.539.691	992.222.141	3.000.335.547
YPF SA	0	2.822.740.555	3.654.313.477	1.990.493.571	8.467.547.603
TOTAL RES. E 46/2017	5.376.522.074	24.491.188.550	39.161.130.284	30.738.684.500	99.767.525.408

Fuente: Elaboración propia.

16. Según la información compartida en <http://www.aclisa.org.ar/uploads/novedades/FAES%20-%20DT%2010%20-%20Costos%20de%20UTI%20Adulto%20Covid-19%20sep%202020%20v03.pdf>.

17. Según el Ministerio de Desarrollo Productivo, este plan busca congeniar la sostenibilidad social, macroeconómica y ambiental para dar respuesta a la crisis macroeconómica y sanitaria (a causa del COVID-19) que atraviesa el país. El plan buscará potenciar un clúster nacional ligado a las energías renovables, con empresas locales, trabajo argentino y financiamiento en moneda nacional; impulsar la fabricación nacional de vehículos eléctricos, contando con la extracción de litio y cobre para lograrlo; y desarrollar la cadena del hidrógeno para descarbonizar la matriz energética y generar a futuro exportaciones por USD 15.000 millones y 50.000 puestos de trabajo (Ministerio de Desarrollo Productivo, 2021).

Gráfico 7. Empresas receptoras de fondos para la extracción de gas en Vaca Muerta, 2018-julio 2021



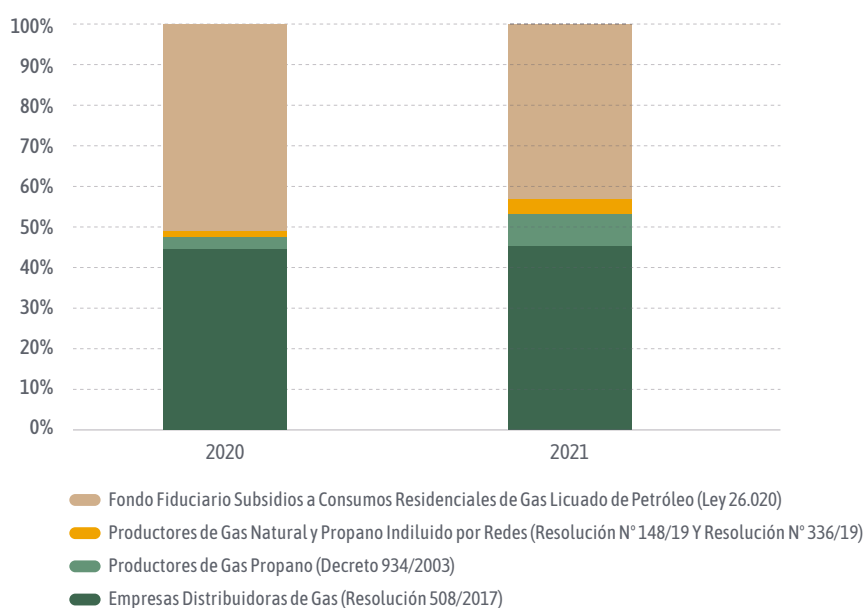
Fuente: Elaboración propia.

A modo de ejemplo, de los beneficios que absorben las grandes empresas, **Tecpetrol recibió por parte del Estado Nacional la suma de \$36.768 millones (USD 619 millones) desde abril de 2018 hasta diciembre de 2020, de los cuales el 42% (en términos reales) fue abonado durante 2020** por el gobierno actual. El monto recibido ubica a la empresa como una de las que más subsidios acumuló en los últimos tres años, y **representa 10 veces el presupuesto asignado al Plan de Agricultura Familiar, Indígena y Campesina durante 2020**. Por su parte, la empresa continúa el reclamo ante la Justicia por la inadecuada liquidación de los subsidios en 2018, que superarían los \$23.500 millones, según el balance de la empresa. La Secretaría de Energía, en cambio, informó que no hay deuda (elDiarioAR, 2021).

Subsidios a la demanda

Como se hizo referencia en la Tabla 1, los subsidios a la demanda también se han incrementado en 2020 y se estima que seguirán la misma tendencia a lo largo de todo 2021. Al respecto, los principales programas vinculados a esta partida presupuestaria son: el fondo fiduciario para subsidios de consumos residenciales de GLP y los beneficios recibidos por las empresas distribuidoras mediante la Resolución 508/2017, que entre 2020 y 2021 representaron un 95% y 88% de los subsidios a la demanda, respectivamente (Gráfico 8). Las Tablas 5 y 6 contienen los subsidios pagados en 2020 y 2021, según los distintos programas.

Gráfico 8. Programas que constituyen los subsidios a la demanda, 2020-2021



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

Tabla 5. Principales beneficiarios de los subsidios a la demanda, 2020-2021

EMPRESA	EN \$		EN USD	
	2020	2021	2020	2021
Camuzzi Gas Pampeana SA	491.038.111	332.541.276	6.952.260	3.641.494
Camuzzi Gas del Sur SA	59.724.872	91.111.394	845.602	997.716
Distribuidora de Gas Cuyana SA	499.623.810	101.707.836	7.073.819	1.113.752
Distribuidora de Gas del Centro SA	110.762.029	174.492.383	1.568.201	1.910.779
Gas NEA SA	37.949.825	8.214.554	537.305	89.954
Gasnor SA	202.571.108	51.825.331	2.868.060	567.513
Litoral Gas SA	249.609.645	48.585.969	3.534.046	532.041
Metrogas SA	494.036.315	67.126.585	6.994.709	735.070
Naturgy Ban SA	275.178.051	180.351.592	3.896.051	1.974.941
Redengas SA	15.797.686	5.311.814	223.668	58.167
TOTAL EMPRESAS DISTRIBUIDORAS - (RES. 508/2017)	2.436.291.452	1.061.268.734	34.493.720	11.621.427
FONDO FIDUCIARIO PARA SUBSIDIOS A CONSUMOS RESIDENCIALES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (LEY 26.020)	8.592.606.996	1.260.712.574	121.656.619	13.805.438

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

Tabla 6. Detalle de empresas beneficiarias de otros programas presupuestarios vinculados a los subsidios a la demanda, 2020-2021

EMPRESA	EN \$		EN USD	
	2020	2021	2020	2021
ABC Energía SA	0	2.206.292	0	24.160
Bioenergía La Corona SA	3.840.482	0	54.375	0
Capex SA	830.369	0	11.757	0
Compañía Bioenergética La Flo (*)	0	14.376.926	0	157.435
Enap Sipetrol Argentina SA	0	1.053.351	0	11.535
Establecimiento El Albardón SA	6.056.253	0	85.746	0
Gas NEA SA	0	5.427.378	0	59.433
Mobil Argentina SA	0	2.578.185	0	28.232
Naturgy Ban SA	0	123.841.057	0	1.356.122
Patagonia Bioenergía SA	1.186.741	0	16.802	0
Río Grande Energía SA	1.764.035	0	24.976	0
Rosario Bio Energy SA	3.564.406	0	50.466	0
Seaboard Energías Renovables	10.140.991	0	143.579	0
Total Austral SA - Sucursal Argentina	0	121.469.925	0	1.330.157
Transportadora de ga (*)	0	209.956.080	0	2.299.125
Unitec Bio SA	11.448.501	0	162.091	0
Wintershall Dea Argentina SA	0	72.008.599	0	788.530
PRODUCTORES DE GAS NATURAL Y PROPANO INDILUIDO POR REDES (RESOLUCIÓN 148/19 Y RESOLUCIÓN 336/19)	38.831.779	552.917.793	549.792	6.054.728
Capex SA	17.017.289	0	240.936	0
Compañía Mega SA	222.278.934	30.426.885	3.147.090	333.190
Pluspetrol SA	17.056.785	0	241.495	0
Transportadora de gas	132.522.250	0	1.876.288	0
Vista Oil & Gas Argentina SA	18.539.462	0	262.487	0
YPF SA	169.001.978	0	2.392.779	0
PRODUCTORES DE GAS PROPANO (DECRETO 934/2003)	576.416.699	30.426.885	8.161.075	333.190

(*) Los nombres están incompletos tal como figuran en la respuesta enviada por la Secretaría de Energía.
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Las diferencias entre los totales de las distintas partidas presupuestarias para los subsidios a la demanda y los datos presentados en la Tabla 1 se asocian a la falta de detalle de la partida de Transferencias a empresas distribuidoras de gas natural (art. 7 del Decreto 1053/18), y resultan en \$5178 millones para 2020.

¿Subsidios hacia la transición?

La Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN) realizó un informe junto con FARN, en 2021, en el que analiza la proyección de los subsidios a los combustibles fósiles como fuente de financiamiento de la transición energética basada en recursos renovables. Los resultados muestran que el monto proyectado de subsidios a 2045 alcanzaría para cubrir los costos de transformar la generación eléctrica actual a generación eléctrica renovable; y considerando solo la proyección de los subsidios a CAMMESA, estos podrían solventar la primera década de esta transformación en su totalidad. Los datos obtenidos indican que existen alternativas al modelo actual que reducirían la necesidad de financiamiento externo, mientras favorecerían una disminución en las emisiones de GEI, con beneficios socioambientales y socioeconómicos (Blanco et. al., 2021).

IMPORTACIONES

A pesar del flujo de fondos en subsidios con el fin de alcanzar la soberanía energética, la necesidad de importar GNL sigue vigente. Según datos de IEASA (2021), en 2020 ingresaron 1.761.685 de Mm³ por el puerto de Escobar (en 2019 y 2020 no hubo importaciones por el puerto de Bahía Blanca, como ocurrió en años anteriores y volvió a suceder en 2021). Estas compras se realizaron mediante licitaciones (salvo una compra directa) y se pagó un total de **USD 189.365.834, con un precio promedio de 2,90 USD/MMBTU**. Se importó un volumen 19% mayor que en 2019, pero se pagó un precio promedio 46% menor (Gráfico 9), mientras que el importe total fue 42% inferior. **Cabe destacar que el volumen de importaciones de GNL en 2020 representó el 4% de la demanda de gas en Argentina en ese año, volumen similar al consumido de gas natural comprimido (GNC), según datos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) (2021).**

En la Tabla 7 se detallan los precios promedio pagados en las licitaciones de 2020 y 2021. Los valores de 2020, en todos los casos, son inferiores al que se planea pagar en el marco del Plan GasAR (cerca a los 3,7 USD/MMBTU). Por otro lado, el promedio de precios pagados en las licitaciones de 2021 es casi tres veces el promedio de 2020 y más del doble del precio del Plan GasAR¹⁸. En el Gráfico 9 se observan los volúmenes y precios promedio pagados por las importaciones de gas de 2017 a junio de 2021.

Tabla 7. Precios y volúmenes de GNL importado, 2021

LICITACIONES 2020 Y 2021	FECHA	PRECIO PROMEDIO (USD/MMBTU)	VOLUMEN (1000M ³)	TOTAL (USD)
N°1. Escobar	6/3/2020	3,30	625.922	76.251.000
N°2. Escobar	11/5/2020	2,48	512.118	46.962.300
N°3. Escobar	18/5/2020	2,71	170.706	17.077.200
N°4. Escobar	7/7/2020	2,74	227.608	22.984.500
N°5. Escobar	12/8/2020	3,29	170.706	20.731.200
TOTAL LICITADO	2020	2,92	1.707.060	184.006.200
Compra GNL Escobar	4/4/2020	2,66	54.625	5.359.634
TOTAL LICITADO + COMPRADO	2020	2,91	1.761.685	189.365.834

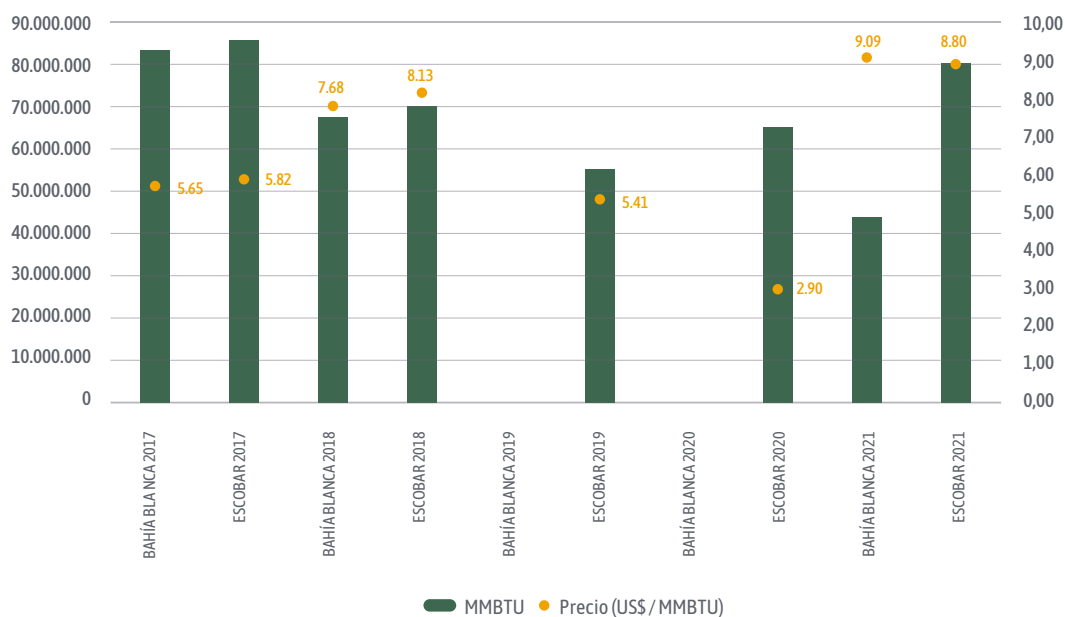
18. El Estado Nacional cubrirá la diferencia entre lo que pagan los usuarios por este servicio y el precio ponderado de las ofertas realizadas por las compañías hidrocarburíferas, que se estima en 3,7 USD/MMBTU (elDiarioAR, 2021).

LICITACIONES 2020 Y 2021	FECHA	PRECIO PROMEDIO (USD/MMBTU)	VOLUMEN (1000M ³)	TOTAL (USD)
RESUMEN LICITACIONES 2021				
N°1. Escobar	16/3/2021	6,87	1.365.654	346.308.422
N°2. Bahía Blanca	19/4/2021	7,62	1.091.981	306.971.726
N°3. Escobar	28/4/2021	8,56	569.022	179.644.500
N°4. Escobar y Bahía Blanca	15/6/2021	10,86	311.607	124.925.200
TOTAL LICITADO	2021	8,48	3.338.264	957.849.848

Fuente: Elaboración propia en base a IEASA.

Respecto al precio de las importaciones de 2021, debido al aumento del petróleo a nivel mundial y de la demanda de gas, las autoridades nacionales tuvieron que validar el fuerte incremento de los valores a pagar. Esta situación tendrá un alto costo fiscal y podría derivar en la necesidad de pagar mayores subsidios. El costo del GNL se acerca así al de los combustibles líquidos (gasoil, fuel oil y carbón mineral), sustitutos del gas para la generación eléctrica, con mayores emisiones de GEI (Spaltro, 2021).

Gráfico 9. Importaciones de GNL, 2017-2021



Fuente: Elaboración propia en base a IEASA.

En relación con las importaciones de gas de Bolivia¹⁹, según datos de la **Secretaría de Energía** (2021d) también se registró un aumento del 6% en el volumen importado en 2020 respecto a 2019. Los volúmenes pasaron de 5.096.428 Mm³ en 2019 a 5.422.175 Mm³ en 2020; aunque se pagaron 23% menos: USD 968.876.960 en 2020, mientras que en 2019 habían sido USD 1.266.085.045. **El precio pagado por el gas importado de Bolivia en 2020 fue, en promedio, 4,97 USD/MMBTU y en 2021 (a mayo) fue de 5,02 USD/MMBTU, ambos superiores al precio promedio pagado por el GNL (2,90 USD/MMBTU). Cabe destacar que la Resolución E 46/2017 tiene como precio incentivo 6,5 USD/MMBTU para 2020 y 6,00 USD/MMBTU para 2021, también mayores a los precios del nuevo Plan GasAR.** A modo de comparación, el volumen importado de gas natural en 2020 representó el 13% de lo consumido en el país (ENARGAS, 2021).

Como ya se mencionó, debido a la disminución de las extracciones de gas natural y más allá del Plan GasAR como eje promotor, en 2021 se volvió a contratar al buque regasificador de Bahía Blanca para aumentar las importaciones de este combustible²⁰. Las pocas ofertas adicionales a las licitaciones del Plan GasAR fueron una alerta sobre la necesidad de importar para la Secretaría de Energía. Por lo tanto, en invierno, cuando la demanda total de gas aumenta de un promedio de 130 a 180 millones de metros cúbicos diarios (m³/d), el Gobierno debió cubrir ese pico con el nuevo buque de Bahía Blanca, sumándose al que está emplazado en el puerto de Escobar, que tiene un máximo de capacidad de regasificación de 22 millones de m³/d (Diamante, 2021a).

EXPORTACIONES

A pesar de la necesidad de importar para lograr el abastecimiento interno, entre los objetivos de la Secretaría de Energía figura el garantizar la energía y generar “volúmenes exportables”. En esta línea también están las metas del Plan GasAR.

En el último trimestre de 2020, se reiniciaron las autorizaciones para exportar gas natural (Secretaría de Energía, 2021b). **Entre octubre de 2020 (primeras exportaciones del año) y junio de 2021 se registraron 45 permisos nuevos:** 23 en 2020, y 22 al 23 de junio de 2021 (últimos datos actualizados a julio 2021 en la web de la Secretaría de Energía).

A diferencia de años anteriores, en la información brindada por la Secretaría de Energía no se especifica la cantidad máxima total autorizada a exportar en todos los permisos, aunque entre las anunciadas surge una cantidad máxima total de 1.584.000.000 m³. Sí se encuentran notificados los valores diarios máximos, que van desde los 190.000 m³ a los 3.000.000 m³.

En 2020, 22 de los permisos de un total de 23 tuvieron como destino a Chile y el restante a Uruguay, mientras que en 2021 se destinaron 2 permisos a Brasil, 19 a Chile y 1 a Uruguay. Los fines para los que se utilizaría el gas natural exportado no fueron aclarados en todos los casos; entre los que se mencionan están la demanda residencial, la industrial, la generación eléctrica y la producción de etanol. Los precios promedio por país de destino se encuentran en la Tabla 8, los precios promedio según cuenca de origen en la Tabla 9 y los precios promedio según tipo de hidrocarburo en la Tabla 10.

19. En enero de 2021 se firmó la quinta adenda al acuerdo por la importación de gas desde Bolivia, por la cual **el país vecino se comprometió a proveer 14 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), 30% menor a los 20 millones de m³/d que suministró a Argentina en 2020.** Esta disminución en la oferta de Bolivia se debe al decline en sus extracciones (Diamante, 2021a). Para calcular el precio del contrato se utiliza una fórmula que incluye varias variables (Gandini, 20b). Desde la cuarta adenda de 2019, para calcular el precio está incluido, como variable, el precio del GNL. En la quinta adenda de 2021 se volvió a modificar la fórmula, el valor del gas adicional de invierno se fijaría teniendo en cuenta la base del Henry Hub (precio del gas en EE. UU.) y se le sumaría también una prima de USD 2,25. A julio de 2021, el precio fue similar al promedio pagado a Bolivia en 2020, pero mayor al estipulado por el Plan Gas y al pagado por el GNL ingresado por Escobar.

20. El buque regasificador de Bahía Blanca había sido despedido en 2018, con el objetivo de mostrar los beneficios de la extracción no convencional de Vaca Muerta, a pesar de que el ENARGAS había advertido que no era una buena opción prescindir del buque (Diamante, 2021a).

Se observa en la Tabla 8 que el país que pagó menor precio mínimo promedio de exportación es Uruguay, seguido por Chile (aunque registra un menor precio promedio máximo pagado que Uruguay) y Brasil. **Respecto al origen del gas exportado, los menores precios promedio se adjudicaron a las cuencas neuquinas y austral, con 1,08 USD/MMBTU como el valor más bajo, a pesar de que el precio más alto registrado fue también de la cuenca austral junto con la cuenca marina austral, con 6,12 USD/MMBTU** (Tabla 9). Y si se tiene en cuenta el tipo de hidrocarburo exportado, los convencionales presentaron el menor precio promedio mínimo, pero también el precio promedio máximo más alto (Tabla 10).

Tabla 8. Precios promedio de exportación, según país de destino, octubre 2020-junio 2021

DESTINO DE LA EXPORTACIÓN	PROMEDIO DE PRECIOS MÍNIMOS (USD/MMBTU)	PROMEDIO DE PRECIOS MÁXIMOS (USD/MMBTU)
URUGUAY	2,33	4,11
CHILE	2,54	3,94
BRASIL	3,22	6,60

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Tabla 9. Precios promedio de exportación, según cuenca de origen, octubre 2020-junio 2021

CUENCA DE ORIGEN	PROMEDIO DE PRECIOS MÍNIMOS (US\$/MMBTU)	PROMEDIO DE PRECIOS MÁXIMOS (US\$/MMBTU)
Cuencas neuquina y austral	1,08	2,90
Cuencas neuquina y marina austral	1,64	1,64
Cuencas neuquina y norte	1,73	4,02
Provincia de Chubut	2,33	4,11
Cuenca marina austral	2,49	4,41
Cuenca neuquina	2,64	3,97
Cuenca austral	2,68	3,59
Cuenca noroeste	2,71	3,96
Cuencas neuquina y golfo San Jorge	2,87	4,75
Cuencas austral y marina austral	2,95	6,12

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Tabla 10. Precios promedio de exportación, según tipo de hidrocarburo, octubre 2020-junio 2021

TIPO DE HIDROCARBURO	PROMEDIO DE PRECIOS MÍNIMOS (USD/MMBTU)	PROMEDIO DE PRECIOS MÁXIMOS (USD/MMBTU)
Convencional	2,52	4,28
Convencional y no convencional	2,48	3,83
No convencional	2,62	4,01

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

A modo de comparación, cabe resaltar entre las exportaciones de gas que hay dos contratos con precios mayores a los pagados por la Resolución E 46/2017 para la extracción de gas, que establece para el año 2020 6,5 USD/MMBTU y, para 2021, 6,00 USD/MMBTU. **El resto de las exportaciones, en cambio, se negociaron con valores por debajo de los pactados en la mencionada resolución. Por su parte, el Plan GasAR estima pagar un precio ponderado resultante de las licitaciones ofrecidas por las empresas extractoras de USD 3,7/MMBTU (elDiarioAR, 2021), ubicándose entre los precios mínimos y máximos declarados en las exportaciones.**

Por otro lado, **los precios promedio de las exportaciones de 2020 fueron entre 2,38 y 3,85 USD/MMBTU** (Tabla 11), mientras que los precios de las importaciones de Bolivia en ese año fueron por 4,97 USD/MMBTU. **Esto indica que Argentina pagó mayores precios en promedio por importación de gas natural que los que recibió por las exportaciones que hizo.**

Tabla 11. Precios promedio de exportación, octubre 2020-junio 2021

AÑO	PROMEDIO DE PRECIOS MÍNIMOS (USD/MMBTU)	PROMEDIO DE PRECIOS MÁXIMOS (USD/MMBTU)
2020	2,38	3,85
2021	2,77	4,30

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

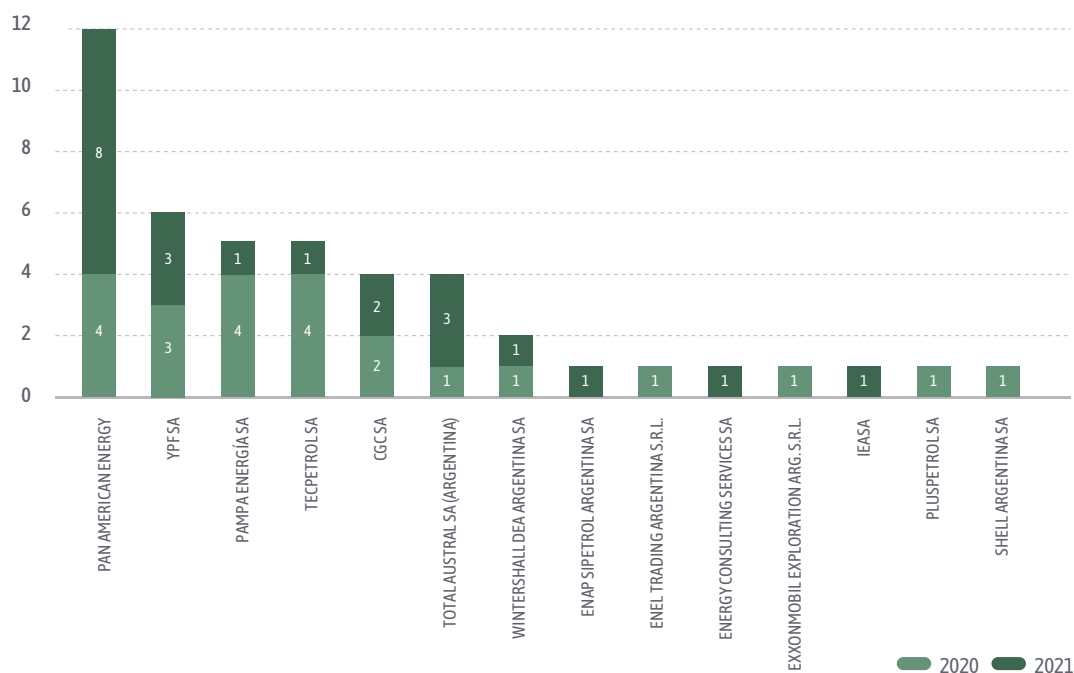
En 2021, los precios promedio registrados de exportación a junio estuvieron entre 2,77 y 4,30 USD/MMBTU y el precio promedio ponderado de importación de gas natural de Bolivia, a mayo de 2021, fue de 5,02 USD/MMBTU. Por lo tanto, en promedio, se pagó más por el gas natural importado que lo que se recibió, en promedio, por el exportado.

Por otro lado, según un informe del ENARGAS (2020) las facturas promedio de **los usuarios residenciales y de las pymes tuvieron, en 2020, una tarifa de 3,95 USD/MMBTU, valor mayor al promedio de precios máximos cobrados por las exportaciones en ese año y también mayor al establecido en el nuevo Plan GasAR, que se ubica en 3,7 USD/MMBTU.**

Respecto a las exportaciones de GNL, se registró entre las autorizaciones de exportaciones de gas natural, una **autorización** a IEASA para enviar a Uruguay durante el periodo invernal. Este combustible proviene tanto de las importaciones que se realizan a través de la terminal de Escobar como del gas de extracción local a ser licitado por IEASA en el Mercado Electrónico de Gas SA (MEGSA) durante el periodo estival. Cabe destacar que la fórmula que determina el precio a cobrar, según el contrato, contempla que no puede ser inferior al precio de importación.

Las empresas con mayor cantidad de permisos recibidos fueron las hidrocarburíferas más grandes del país: Pan American Energy, con 12 autorizaciones; YPF, con 6, y Pampa Energía y Tecpetrol, con 5 cada una (Gráfico 10). Entre ellas obtuvieron el 62% las autorizaciones (28) entre 2020 y 2021²¹.

Gráfico 10. Cantidad de permisos entregados por empresas, octubre 2020-junio 2021

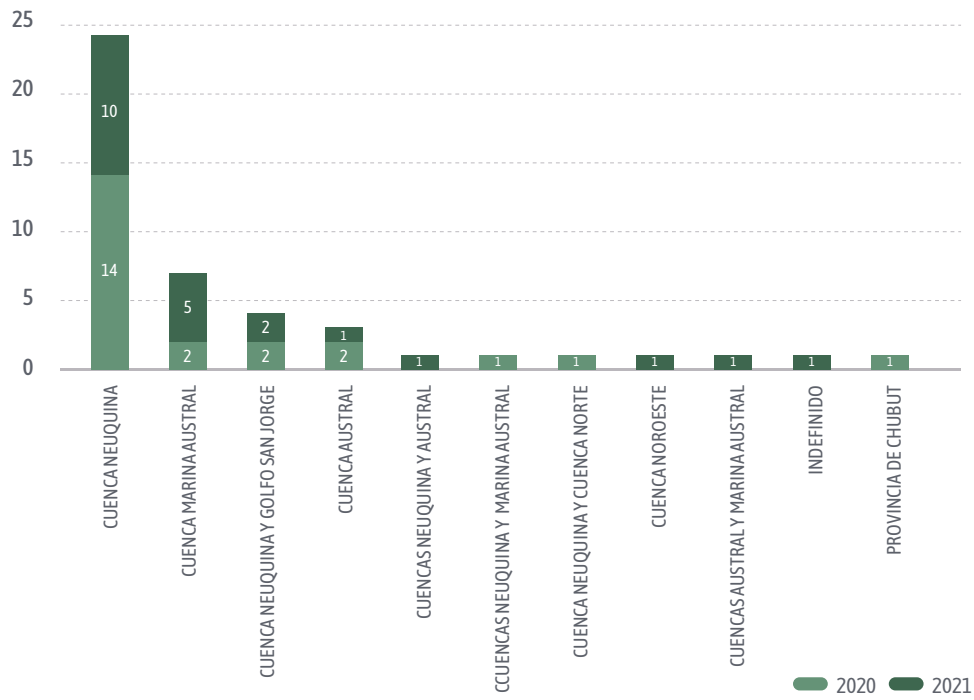


Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Por último, como se observa en el Gráfico 11, más del 53% del gas a exportarse por los permisos entregados proviene de la cuenca neuquina, seguida de las cuencas austral y marina austral. Al compararlo con los últimos registros (de agosto de 2018 hasta fines de diciembre de 2019), el comportamiento fue similar, el mayor volumen exportado provino de la cuenca neuquina, seguida de la austral.

21. Entre agosto de 2018 y fines de diciembre de 2019 también hubo cuatro empresas (de un total de 13) que consiguieron el 61% de las autorizaciones; en esa oportunidad fueron Pan American Energy, YPF, Total Austral y Tecpetrol.

Gráfico 11. Permisos otorgados según cuenca, octubre 2020-junio 2021



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

PALABRAS FINALES

En un contexto de crisis económica, social y ambiental, profundizada por la pandemia del COVID-19, el Estado Nacional sigue apostando a subsidiar a grandes empresas para la explotación de bienes naturales, sin que se consideren los impactos sociales, económicos y ambientales. La continuidad de los subsidios a las grandes empresas hidrocarburíferas y los proyectos en cartera de infraestructura son señales diametralmente opuestas a las metas del Acuerdo de París y al fomento necesario de inversiones en sistemas energéticos amigables con el ambiente.

Vale recordar, además, que el gas es presentado como el combustible para la transición de la matriz energética, argumentando que es el combustible fósil de menores emisiones. Sin embargo, esta cuestión dilata el verdadero debate sobre una transición energética hacia energías limpias.

Además, en el contexto de crisis económica asociada al déficit fiscal, así como también al repago de la deuda externa, la extracción de fósiles es presentada como parte de la solución debido a la generación de divisas, incrementando la balanza exportadora de petróleo (al menos inicialmente, debido a la infraestructura ya instalada) y gas, a futuro. Sin embargo, no se evalúa el costo que tiene para el Tesoro Nacional subsidiar a los combustibles fósiles y que podría destinarse a plantear un proceso de transición energética, en línea con la política climática asumida a nivel nacional.

En materia energética, por tanto, se observa una tendencia con singulares contrasentidos en lo que hace a las decisiones del gobierno nacional. Se prioriza la ejecución de políticas con el objetivo de obtener soluciones de corto plazo frente a problemas coyunturales, las que tienen un alto costo fiscal, ambiental y, en consecuencia, social. Mientras, para el avance de las políticas es necesario un horizonte de planificación de largo plazo, que esté en línea sobre cambio climático con los Objetivos de Desarrollo Sustentable y con el Acuerdo de París.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

Benitez Jaccod, P. (2021). GNL, inversión extranjera e inserción internacional. *Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/gnl-inversion-extranjera-e-insercion-internacional-1633519/> [Consulta: 05/07/2021].

Blanco, G.; Kessler, D. y Diaz Almassio, N. (2021). *Subsidios a los combustibles fósiles y transición energética en la Argentina*. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires y FARN.

CAMMESA (2021). *Informe Anual 2020*. Mayo de 2021. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/INFORME%20ANUAL%202020%20VF.pdf> [Consulta: 16/07/2021].

El Cronista (2021). Vaca Muerta: invertir en infraestructura para ser un país exportador clave. *Revista Apertura*. <https://www.cronista.com/apertura-negocio/empresas/vaca-muerta-la-necesidad-de-invertir-en-infraestructura-para-posicionar-al-pais-como-exportador/> [Consulta: 07/07/2021].

Diamante, S. (2021a). Déjà vu: en el invierno próximo, vuelve el buque regasificador a Bahía Blanca. *La Nación*. <https://www.lanacion.com.ar/economia/dej-vu-invierno-proximo-vuelve-buque-regasificador-nid2558011/> [Consulta: 09/06/2021].

Diamante, S. (2021b). Ley de hidrocarburos: YPF anunció que el proyecto está “listo”, pero en Energía dicen que faltan cerrar algunos números. *La Nación*. <https://www.lanacion.com.ar/economia/ley-de-hidrocarburos-ypf-anuncio-que-el-proyecto-esta-listo-pero-en-energia-dicen-que-faltan-cerrar-nid31052021/> [Consulta: 02/06/2021].

Econojournal (2021). Cuáles son los proyectos de ampliación del sistema de gasoductos que el gobierno quiere financiar con empresas chinas. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2021/05/cuales-son-los-gasoductos-que-el-gobierno-quiere-construir-con-empresas-chinas/> [Consulta: 07/07/2021].

elDiarioAR (2021). En el año de la pandemia, el Gobierno transfirió subsidios por US\$264 millones al brazo petrolero de Techint. *elDiarioAR*. https://www.eldiarioar.com/economia/3-anos-brazo-petrolero-techint-recibio-subsidios-us-355-millones-macri-us-264-millones-fernandez_1_6667662.html [Consulta: 19/07/2021].

ENARGAS (2020). *Tarifas de gas. Marco normativo y cronología de hechos destacables 2016-2020*. ENARGAS - Informes Técnicos. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//tarifas-gas.pdf> [Consulta: 15/07/2021].

ENARGAS (2021). *Panorama Gasífero. Diciembre de 2020*. ENARGAS - Informes Técnicos. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//panorama-gasifero-202012.pdf> [Consulta: 10/08/2021].

FMI (2020). *Argentina: Technical Assistance Report-Staff Technical Note on Public Debt Sustainability*. IMF eLIBRARY. <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2020/083/article-A001-en.xml?result=7&rskey=io8A0W> [Consulta: 11/07/2021].

Gandini, N. (2021a). Exclusivo: el proyecto de Ley de Hidrocarburos, artículo por artículo. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/> [Consulta: 07/07/2021].

Gandini, N. (2021b). Tres claves para entender las modificaciones en el contrato de importación de gas desde Bolivia. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2021/01/tres-claves-para-entender-las-modificaciones-en-el-contrato-de-importacion-de-gas-desde-bolivia/> [Consulta: 25/06/2021].

Horvat, A. (2021). ¿Vaca muerta bajo el mar? El trabajo hormiga que amplió el territorio argentino. *La Nación*. <https://www.lanacion.com.ar/sociedad/vaca-muerta-bajo-mar-el-trabajo-hormiga-nid2511598/> [Consulta: 24/06/2021].

IEASA (2021). *Detalle de cargamentos GNL comprados para el 2020*. IEASA - Áreas de negocios. Gas. <https://www.ieasa.com.ar/index.php/detalle-de-cargamentos-gnl-comprados-para-el-2020/> [Consulta: 23/06/2021].

INDEC (2021a). *Incidencia de la pobreza y la indigencia en 31 aglomerados urbanos*. INDEC - Informes técnicos, Vol. 5, n° 59 - Condiciones de vida, Vol. 5, n° 4. https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph_pobreza_02_2082FA92E916.pdf [Consulta: 05/07/2021].

INDEC (2021b). *Intercambio comercial argentino. Cifras estimadas de diciembre de 2020*. INDEC - Informes técnicos, Vol. 5, n° 13 - Comercio exterior, Vol. 5, n° 1. https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ica_01_21C2B9FE5325.pdf [Consulta: 09/02/2021].

INDEC (2021c). *Mercado de trabajo. Tasas e indicadores socioeconómicos (EPH)*. INDEC - Informes técnicos, Vol. 5, n° 118 - Trabajo e ingresos, Vol. 5, n° 4. https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/mercado_trabajo_eph_1trim21F7C133BA46.pdf [Consulta: 05/07/2021].

Jefatura de Gabinete de Ministros (2021). *Informe 130. Honorable Cámara de Diputados de la Nación*. Argentina, Jefatura de Gabinete de Ministros, Informes al Congreso. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_130-hdn.pdf [Consulta: 10/07/2021].

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2021). *Informe final de la audiencia pública n.º 1/21*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - Cambio Climático, Desarrollo Sostenible e Innovación. <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/if-2021-65230741-apn-dneamad.pdf> [Consulta: 05/08/2021].

Ministerio de Desarrollo Productivo (2021). *Presentación del Plan de Desarrollo Productivo Verde*. Ministerio de Desarrollo Productivo - Desarrollo Productivo Verde. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_desarrollo_productivo_verde.pdf [Consulta: 23/07/2021].

Ministerio de Economía (2021). *Informe Mensual de Ingresos y Gastos (IMIG)*. Ministerio de Economía - Hacienda. <https://www.argentina.gob.ar/economia/sechacienda/infoestadistica> [Consulta: 15/07/2021].

Ministerio de Economía (2021). *Jurisdicción 50. Ministerio de Economía. Política Presupuestaria de la Jurisdicción*. Oficina Nacional de Presupuesto. Presupuestos. 2021. <https://www.economia.gob.ar/onp/documentos/presutexto/proy2021/jurent/docs/P21J50.rtf> [Consulta: 07/06/2021].

Penelli, S. (2021a). *Hidrocarburos: fuertes inversiones disparan la producción de gas y petróleo*. *Ámbito*. <https://www.ambito.com/energia/gas/hidrocarburos-fuertes-inversiones-disparan-la-produccion-y-petroleo-n5226384> [Consulta: 19/07/2021].

Penelli, S. (2021b). *Tren a Vaca Muerta: los planes para unir Añelo con Bahía Blanca y el Pacífico*. *Ámbito*. <https://www.ambito.com/energia/vaca-muerta/tren-los-planes-unir-anelo-bahia-blanca-y-el-pacifico-n5185531> [Consulta: 07/07/2021].

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (SAyDS) (2019). *Inventario de Gases de Efecto Invernadero - Argentina - 2019*. Presidencia de la Nación - Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf> [Consulta: 11/07/2021].

Secretaría de Energía (2020). *El Gobierno nacional puso en marcha el Plan Gas.Ar*. Ministerio de Economía - Energía. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-puso-en-marcha-el-plan-gasar> [Consulta: 05/07/2021].

Secretaría de Energía (2021a). *Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2020*. Ministerio de Economía - Energía - Hidrocarburos. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos> [Consulta: 07/07/2021].

Secretaría de Energía (2021b). *Exportación de gas natural*. Ministerio de Economía - Energía. <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural> [Consulta: 13/07/2021].

Secretaría de Energía (2021c). *Inversiones en mercado de hidrocarburos upstream*. Ministerio de Economía - Energía - Datos Energía. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/inversiones-en-mercado-de-hidrocarburos-upstream> [Consulta: 17/05/2021].

Secretaría de Energía (2021d). *Precios de Comercio Exterior*. Ministerio de Economía - Energía - Datos Energía. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-de-comercio-exterior2> [Consulta: 23/06/2021].

Spaltro, S. (2021). Gas licuado: se disparó el costo de las importaciones hasta los u\$s 13 por millón de BTU. *Cronista*. <https://www.cronista.com/economia-politica/gas-licuado-alto-costo-importaciones-energia-subsidios/> [Consulta: 23/07/2021].

Subsecretaría de Energía Eléctrica (2019). *La generación de energía de fuentes renovables alcanzó a cubrir el 7,9% de la demanda eléctrica durante el mes de Septiembre, alcanzando un nuevo hito para el sector*. Ministerio de Economía - Energía - Energía Eléctrica. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/la-generacion-de-energia-de-fuentes-renovables-alcanzo-cubrir-el-79-de-la-demanda-electrica> [Consulta: 23/07/2021].

Subsecretaría de Energía Eléctrica (2021). *Las energías renovables lograron un crecimiento histórico en 2020*. Ministerio de Economía - Energía - Energía Eléctrica. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-energias-renovables-lograron-un-crecimiento-historico-en-2020> [Consulta: 23/07/2021].

Télam (2021a). Alberto Fernández insistió con un “canje de deuda por acción climática”. *Télam Digital*. <https://www.telam.com.ar/notas/202104/551632-joe-biden-alberto-fernandez-cambio-climatico.html> [Consulta: 02/07/2021].

Télam (2021b). En la cumbre de cambio climático, Alberto Fernández anunció un “mayor compromiso” en reducir las emisiones de gases. *Télam Digital*. <https://www.telam.com.ar/notas/202012/538304-presidente-alberto-fernandez-cumbre-de-ambicion-climatica.html> [Consulta: 17/05/2021].

Terzaghi, V. (2020a). Anticipan otro cuello de botella para Vaca Muerta. *Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/anticipan-otro-cuello-de-botella-para-vaca-muerta-1546284/> [Consulta: 17/05/2021].

Terzaghi, V. (2020b). Las etapas de fractura grafican el mal año de Vaca Muerta. *Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/las-etapas-de-fractura-grafican-el-mal-ano-de-vaca-muerta-1554371/> [Consulta: 07/06/2021].

ANEXO I. COMPARACIÓN DE INVERSIONES Y SUBSIDIOS A LOS FÓSILES

Año 2020 (datos en USD millones)

EMPRESA	EXPLORACIÓN	EXPLOTACIÓN	TOTAL	SUBSIDIO	SUBSIDIO/ INVERSIÓN
Capex SA	12,75	116,35	129,1	18,22	14%
Compañía General de Combustibles SA	65,72	172,7	238,42	112,54	47%
Pan American Energy SL	33,4	1011,51	1044,91	23,51	2%
Tecpetrol SA	30,55	430,86	461,41	291,12	63%
Total Austral SA	0,66	553,8	554,46	40,73	7%
Wintershall Energía SA	2,21	31,05	33,26	16,60	50%
YPF SA	167,11	3461,17	3628,28	51,74	1%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaria de Energía.

Año 2021 (datos en USD millones)

EMPRESA	EXPLORACIÓN	EXPLOTACIÓN	TOTAL	SUBSIDIO	SUBSIDIO/ INVERSIÓN
Capex SA	4,6	25,1	30	3,10	10%
Compañía General de Combustibles SA	17,7	106,9	125	30,49	24%
Pan American Energy SL	23,9	1083,4	1107	10,52	1%
Tecpetrol SA	3,3	65,9	69	50,40	73%
Total Austral SA	24,8	132,5	157	12,98	8%
Wintershall Energía SA	s/d	s/d	s/d	6,27	s/d
YPF SA	22,5	2718,7	2741	14,12	1%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaria de Energía.