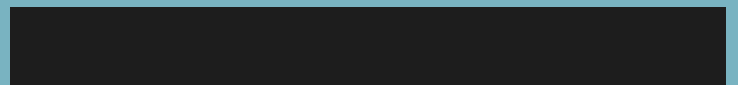


La evolución del sector de hidrocarburos



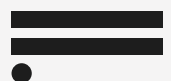
Potencialidades de la matriz energética argentina

Nicolás Arceo
Lara Bersten
Andrés Wainer

La evolución del sector de hidrocarburos

Nicolás Arceo
Lara Bersten
Andrés Wainer

Potencialidades de la matriz
energética argentina



Índice

La evolución del sector de hidrocarburos

| | |
|----|--|
| 4 | Resumen ejecutivo |
| 5 | El sector de hidrocarburos argentino en el marco de la transición energética: desafíos y oportunidades |
| 15 | La evolución del sector de hidrocarburos |
| 15 | La desregulación y privatización en los '90 |
| 17 | La política de hidrocarburos tras el colapso del régimen de convertibilidad |
| 27 | El impacto fiscal y externo del sector de hidrocarburos |
| 31 | La producción hidrocarburífera en los últimos años: su potencialidad en el largo plazo |
| 38 | Bibliografía |

Resumen ejecutivo

En el presente documento, se realiza un breve análisis de la trayectoria que presentó el sector de hidrocarburos argentino a lo largo de las últimas décadas. A la vez, se intentan identificar las principales trabas que enfrentó para su desarrollo.

Dicha problemática es central en el marco de los recursos no convencionales que dispone nuestro país, cuyo desarrollo comenzó a lo largo de la última década. La magnitud de estos supone una modificación de carácter estructural para el sector, ya que quiebra la dicotomía entre abastecimiento del mercado local y externo que caracterizó al sector desde su constitución en las primeras décadas del siglo pasado.

Si consideramos los recursos no convencionales de la cuenca neuquina, la Argentina posee potencial para abastecer la demanda local de petróleo por casi un siglo, y dos siglos en el caso del gas natural. Esto supone la posibilidad de desarrollar una nueva plataforma de exportación de recursos hidrocarburíferos en las próximas décadas. El desarrollo de dichos recursos, dada su magnitud, permitiría eliminar o, al menos, morigerar la restricción externa que enfrentó la economía argentina a lo largo de las últimas décadas. Es más, no existe otro sector en la economía argentina con la potencialidad de expandir las exportaciones como el sector hidrocarburífero.

Se debe destacar que el proceso de transición energética iniciado a nivel internacional, que seguramente se profundizará en los próximos años, implica un desafío y una oportunidad para el desarrollo pleno de los recursos hidrocarburíferos que dispone nuestro país. Por un lado, supone claramente un desafío, ya que el aprovechamiento pleno de los recursos se deberá producir durante las próximas décadas, dado que el abandono progresivo en el uso de combustibles fósiles se irá intensificando a lo largo del presente siglo. Por otro, el desplazamiento del carbón —combustible altamente contaminante— determinará una mayor demanda de gas natural a nivel internacional, ya que, al ser un 40% menos contaminante, seguramente será utilizado como combustible de transición.

En síntesis, el objetivo del trabajo es, a luz de la evidencia histórica, identificar las modificaciones del marco regulatorio requeridas para aprovechar la ventana de oportunidad histórica que suponen los recursos no convencionales. Su desarrollo implicaría una contribución fundamental tanto para la superación de la restricción externa que enfrentó la economía argentina en las últimas décadas, como para el financiamiento del proceso de transición energética que, necesariamente, deberá llevar adelante nuestro país en lo que resta del siglo.

El sector de hidrocarburos argentino en el marco de la transición energética: desafíos y oportunidades

Los evidentes efectos del calentamiento global y la necesidad de adoptar medidas que contribuyan a su mitigación han puesto en la mira las formas de producción de energía, con especial foco en el papel de los combustibles fósiles. Se trata de una problemática sumamente relevante que debe ser abordada desde una perspectiva integral, contemplando las condiciones y posibilidades reales de cada economía nacional. Los procesos de transición energética implican profundas transformaciones sobre los entramados económicos, productivos y sociales, por lo que la búsqueda de soluciones a través de cambios estructurales sobre las matrices energéticas conlleva un alto nivel de complejidad.

En los acuerdos climáticos a nivel global, se ha convenido en torno a la responsabilidad diferenciada de los países desarrollados con respecto a la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, la creciente participación de países de ingresos medios y en vías de desarrollo en la economía mundial ha generado una creciente incidencia de estos en la contaminación ambiental.

En América Latina, al igual que en otras regiones de la periferia, aún persisten deficiencias en términos de abastecimiento de energía y prevalecen niveles de consumo per cápita sensiblemente más bajos que los verificados en países desarrollados. A su vez, el desarrollo de los recursos energéticos ha tenido, por lo general, un impulso inferior al registrado en las economías centrales.

Estas trayectorias diferenciadas en términos de desarrollo, y las particularidades de cada sistema energético, dificultan el alcance de consensos a nivel global que permitan una reducción progresiva y sistemática de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Dichas emisiones han mantenido una tendencia incremental, aunque la pandemia de COVID-19 mitigó transitoriamente esta alza.

Las estimaciones para 2020 evalúan que la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera verificó un aumento del 149% respecto a los niveles preindustriales, mientras que, en los casos del metano y del óxido nitroso, se presentaron incrementos del 262% y el 132% respectivamente. Ante este escenario, la implementación de medidas de mitigación y reducción de emisiones en el corto y mediano plazo se impone como el principal medio para limitar el calentamiento global.

Las emisiones de dióxido de carbono a nivel global se han incrementado especialmente a partir de 1950, y se estima que en 2018 superaron los 48.000 MMtCO₂eq¹. Sin embargo, la participación de los distintos países y regiones ha sido heterogénea, de forma que evidencia brechas sustanciales. Desde la etapa preindustrial, Europa ha liderado el nivel de emisiones a nivel mundial, aunque su participación ha ido decreciendo. Ello se debió, en parte, a una reducción en las emisiones realizadas por el continente europeo pero, sobre todo, a la mayor incidencia de otros países como Estados Unidos, China, India y la región de Asia-Pacífico.

Al considerar el *stock* acumulado de emisiones, tomando como punto de partida el año 1850, queda de manifiesto la responsabilidad diferenciada, en donde las regiones con mayor desarrollo explican la inmensa mayoría del *stock* de gases de efecto invernadero prevalecientes en la atmósfera. En efecto, Europa explica el 30% (casi 736 gigatoneladas) de las emisiones globales acumuladas a 2018,

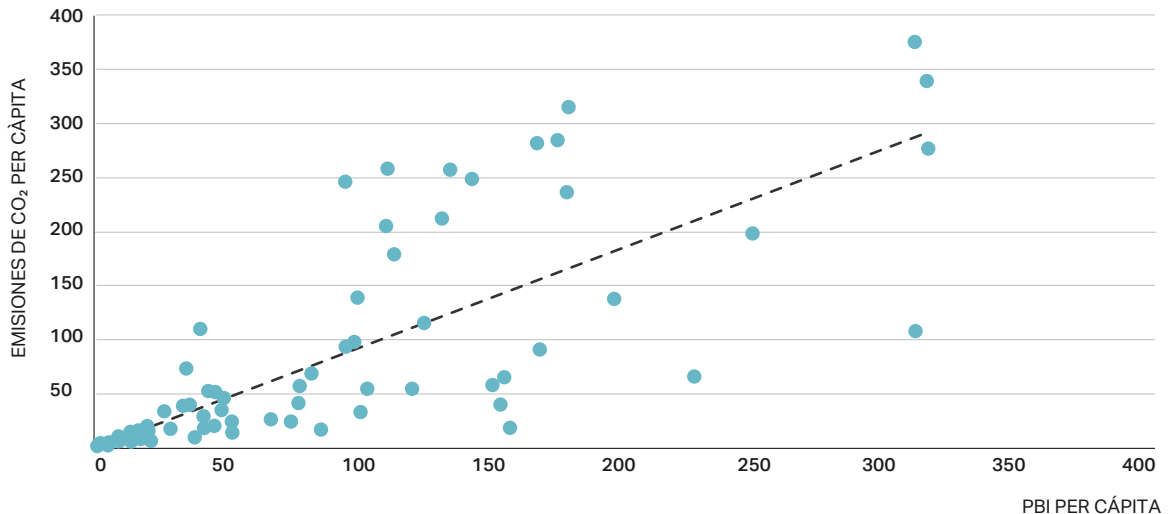
¹ El dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) se utiliza como medida métrica que permite comparar las emisiones de los distintos gases de efecto invernadero. Usualmente, se expresa como millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MMtCO₂eq).

seguida por la región de Asia-Pacífico (29%) y por la de América del Norte (27%). Es decir, el 85% de las emisiones acumuladas de gases de efecto invernadero desde mediados del siglo XIX corresponden a áreas que verificaron un elevado desarrollo económico. Al mismo tiempo, regiones como América del Sur dan cuenta de solo el 4% del total acumulado de emisiones.

Al considerar el *stock* acumulado de emisiones desde 1850, queda de manifiesto la responsabilidad diferenciada, en donde las regiones con mayor desarrollo explican la inmensa mayoría del *stock* de gases de efecto invernadero prevaecientes sen la atmósfera: el 85% de las emisiones acumuladas de gases de efecto invernadero desde mediados del siglo XIX corresponden a áreas que verificaron un elevado desarrollo económico.

Por otro lado, más allá de la trayectoria en la generación de GEI, se verifica una asociación entre el PBI per cápita y el nivel de emisión de CO₂ per cápita. Los países desarrollados presentan un nivel de emisiones por habitante sustancialmente más elevado que los países en vías de desarrollo (Gráfico N°1). No obstante, existen diferencias significativas en función de la composición de la matriz energética primaria de cada país y, en particular, según el nivel de penetración del carbón en esta.

Países seleccionados ⁽¹⁾. Emisiones de CO₂ y PBI per cápita. (En número índice promedio de la serie = 100)



Nota: (1) Se consideraron 64 países.

Fuente: elaboración propia con base en el Banco Mundial.

América del Sur presenta una incidencia de las emisiones per cápita de gases de efecto invernadero relativamente reducida, producto de su bajo desarrollo relativo, pero también por la elevada participación del gas natural y de la hidroelectricidad en las matrices energéticas de los distintos países². Estos factores permiten mitigar, en cierta medida, el mayor nivel de emisiones derivado del desarrollo de la actividad agrícola-ganadera. En el caso de la Argentina, las emisiones de CO₂ per cápita son

² Chile constituye el país con mayor nivel de emisiones per cápita de la región y es también el que registra el mayor PIB per cápita. Sin embargo, cabe destacar que los elevados niveles de emisión obedecen, centralmente, a la persistencia del carbón en su matriz de generación. La Argentina es el segundo país en nivel de emisiones per cápita, mientras que México ocupa el tercer lugar.

más reducidas, al representar solo un 26% de las emitidas por Canadá y los Estados Unidos, un 33% de las de Corea del Sur, un 36% de las de Rusia, un 46% de las de Japón y el 62% de las que se generaron en 2018 en la Comunidad Económica Europea³.

A su vez, en términos de las emisiones globales, la Argentina representa menos del 1% de las emisiones totales y su participación ha sido relativamente estable a lo largo de las últimas décadas. El máximo nivel de emisiones que alcanzó nuestro país fue en 2007, cuando reportó 424,6 MMtCO₂eq, con el sector de agricultura, ganadería y silvicultura representando casi el 53% del total. A su vez, desde 2013 se observa una tendencia descendente que solo se modificó en 2017, cuando se registró un crecimiento interanual del 3%.

A lo largo de las últimas décadas, pero en particular desde mediados de la década pasada, la Argentina fue asumiendo crecientes compromisos en materia de reducción de emisiones de GEI. Se estableció, en la COP26 en Glasgow, una meta absoluta de 349 MMtCO₂eq a alcanzar en el año 2030⁴, casi un 40% más exigente que la que se había presentado en 2015 en la cumbre de París⁵. A su vez, es importante destacar que el objetivo que presentó la Argentina en la COP26 de Glasgow es de carácter absoluto, diferenciándose así de varios de los países de la región que presentaron estrategias de mitigación en la emisión de GEI de carácter relativo y en función de su crecimiento económico. Si bien, acorde a los últimos datos publicados (en 2018 hubo 365,9 MMtCO₂eq), la meta para 2030 no parece lejana, debe tenerse en cuenta que dicho nivel correspondió a una economía en recesión. En caso de que el país recupere un sendero de crecimiento económico a lo largo de la próxima década, se requerirán de significativos esfuerzos para el cumplimiento de las metas acordadas.

En Argentina, el sector energético explica directa o indirectamente el 51% de las emisiones nacionales de GEI, seguido de la agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra (39%). Sin embargo, en una aproximación más precisa a los distintos subsectores, se observa que las principales emisiones de GEI corresponden a actividades derivadas de la ganadería (fermentación entérica del ganado), representando 15,2% del total (55,62 MMtCO₂eq), seguido por el transporte, con el 13,5% (49,40 MMtCO₂eq) y la generación de electricidad, con una participación de 11,1% sobre el total de emisiones (40,61 MMtCO₂eq). Si bien los hidrocarburos tienen una alta participación en la oferta primaria de energía en la Argentina (85,2%), el relativo bajo nivel de emisiones que presenta la matriz energética argentina se debe al papel destacado del gas natural, al ser este el combustible fósil que menor nivel de emisiones genera (Tabla N° 1).

³ Corresponde a los últimos datos de emisiones de CO₂ per cápita publicados por el Banco Mundial para el año 2018. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>

⁴ La Argentina presentó sus primeras contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés) en 2015, en las cuales se comprometía a no exceder los 570 MMtCO₂eq de emisiones para 2030. La contribución fue revisada y nuevamente presentada en 2016, ampliando la contribución a no exceder los 483 MMtCO₂eq para dicho año y concentrándose en acciones sobre los sectores de energía, agricultura, bosques, transporte, industria y residuos. En diciembre de 2020, cumplió con la segunda presentación de su NDC al establecer metas más ambiciosas. Inicialmente, se estipuló no exceder los 359 MMtCO₂eq para 2030, pero meses más tarde el compromiso fue incrementado a 349 MMtCO₂eq.

⁵ El inventario nacional de gases de efecto invernadero y su serie temporal se incluyen en el Cuarto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, presentado en 2021. Revela información hasta el año 2018.



Contenido de carbono por fuente energética fósil

| Tipo de combustible | Contenido de carbono (kg/GJ) | Inferior | Superior |
|-------------------------|------------------------------|----------|----------|
| Gas natural | 15,30 | 14,80 | 15,90 |
| Gas licuado de petróleo | 17,20 | 16,80 | 17,90 |
| Gas natural licuado | 17,50 | 15,90 | 19,20 |
| Petróleo crudo | 20,00 | 19,40 | 20,60 |
| Nafta | 20,00 | 18,90 | 20,80 |
| Gas/diesel oil | 20,20 | 19,80 | 20,40 |
| Carbón de coque | 25,80 | 23,80 | 27,60 |

Tabla 1

Fuente: elaboración propia con base en IPCC (2006).

En este sentido, el hecho de que el marcado sesgo térmico de la matriz eléctrica argentina se sustente en el uso del gas natural conforma un elemento positivo en términos de los compromisos internacionales asumidos, debido a la menor emisión de este producto energético con respecto a otros combustibles de origen fósil⁶. De hecho, la recuperación de la producción de gas natural en los últimos años contribuyó a reducir sustancialmente las emisiones de CO₂ al permitir una disminución en la utilización de combustibles líquidos.

La preponderancia del gas natural en la matriz energética argentina la torna más limpia que el promedio internacional, debido a la persistencia de la generación de energía eléctrica a base de carbón en numerosos países. De este modo, el gas natural tiene un papel clave en los procesos de mitigación del uso del carbón a nivel internacional. Cabe señalar que el gas natural no solo genera menores emisiones de carbono que otros combustibles fósiles, sino que además presenta mayor seguridad en el suministro, competitividad, eficiencia —se requiere menos combustible para generar la misma cantidad de energía— y conveniencia para sectores de uso intensivo de energía. Por estas características, el gas natural puede desempeñar un rol clave como principal combustible de transición, en procesos de transformación de las estructuras energéticas, hacia energías menos contaminantes⁷.

Gráfico 2

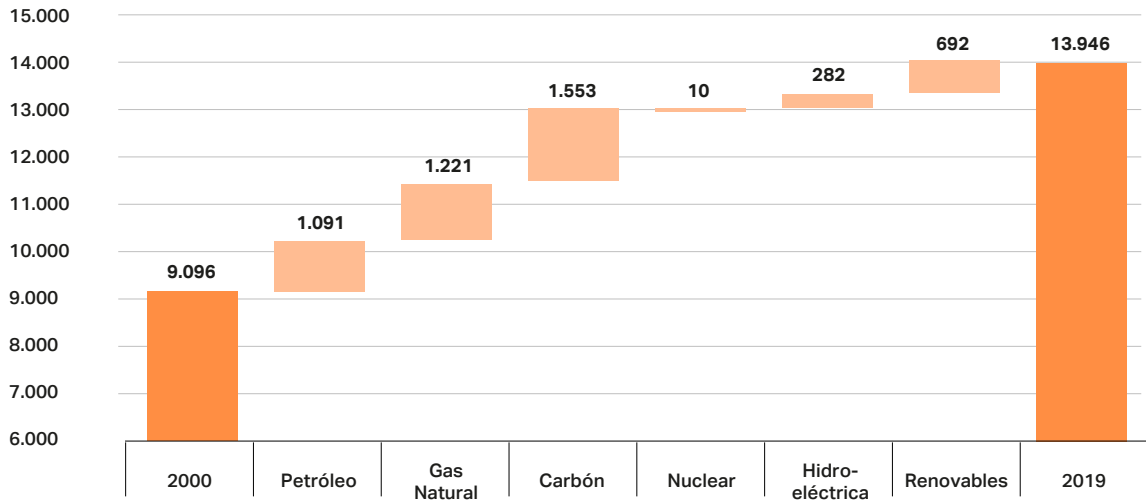


⁶ La utilización de gas natural genera un 41% menos de emisiones de gases de efecto invernadero que la utilización de carbón y un 24% menos respecto al gasoil.

⁷ El peso de las emisiones derivadas de la generación de energía refleja diferencias marcadas en función de la composición de la matriz energética. Países con una alta participación del carbón en la generación eléctrica evidencian niveles más elevados de emisiones, principalmente de dióxido de carbono, vinculados al proceso de combustión. En este sentido, países como Chile, Alemania y Reino Unido han destacado la necesidad de diversificar sus matrices energéticas, apalancándose en una mayor participación del gas natural.

Total global. Incremento de la participación por fuente sobre el consumo primario total, 2000-2019⁸. (mtoe)

Gráfico 2



Fuente: elaboración propia con base en BP.

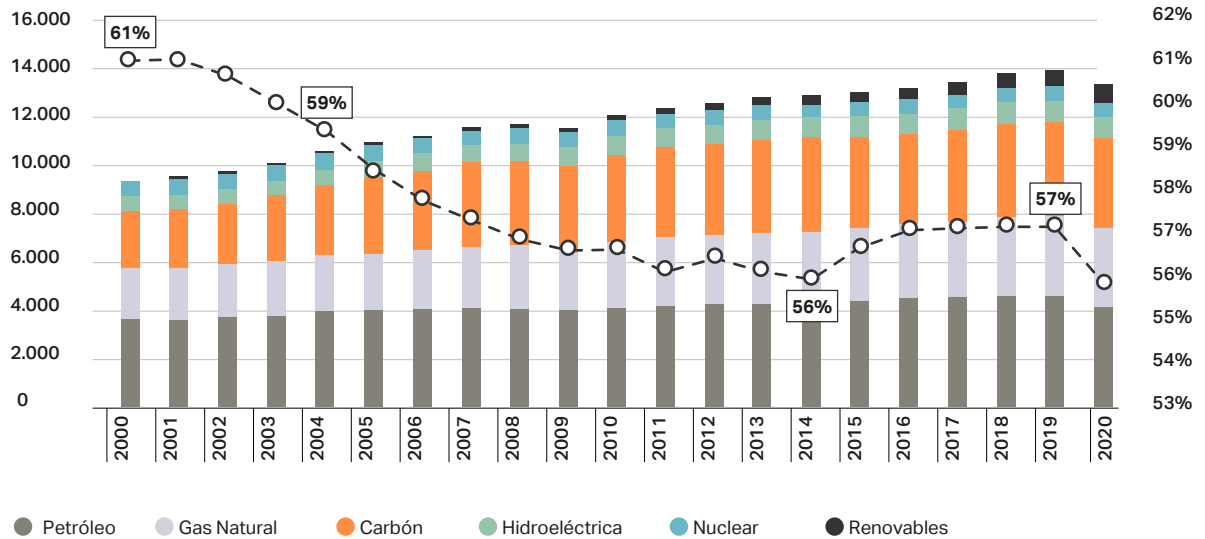
Siguiendo la evolución del consumo primario de energía a nivel mundial, se puede inferir que, pese al inicio del proceso de transición energética, los combustibles fósiles seguirán teniendo un papel crítico en las próximas décadas. En efecto, entre el año 2000 y 2019, el consumo primario de energía se incrementó a una tasa anual acumulativa del 2,2% (+4850 MTOE). El carbón fue la fuente que más contribuyó en términos absolutos, seguido por el gas natural (Gráfico N° 2). No obstante, el consumo de carbón comenzó a desacelerarse en los últimos años, lo cual reviste suma importancia para las posibilidades que ofrece la producción no convencional de hidrocarburos en la Argentina, sobre todo teniendo en cuenta que el reemplazo del recurso conducirá, seguramente, a una mayor utilización del gas natural. En este sentido, hasta que se terminen de desarrollar y expandir lo suficiente las fuentes de energía renovables como para reemplazar masivamente los combustibles de origen fósil —lo cual llevará un tiempo considerable, teniendo en cuenta la importancia de estos, las dificultades tecnológicas y los costos asociados—, es esperable una mayor utilización de gas natural a fin de reemplazar al carbón que posee un mayor nivel de emisiones. De allí su papel como “combustible de transición”.

Si se evalúan las participaciones relativas, se observa que los hidrocarburos pasaron de explicar el 61% del consumo primario de energía, en el año 2000, al 57% en 2019. Sin embargo, su consumo se incrementó en términos absolutos (+1091 MTOE de petróleo y +1221 MTOE de gas natural), especialmente en los últimos diez años (Gráfico N° 3). Este comportamiento se produjo a pesar de que el consumo de combustibles líquidos en los países desarrollados (Estados Unidos y naciones de Europa) ha tendido a estancarse o, incluso, reducirse, ya que China y, en menor medida, la India han incrementado considerablemente su demanda.

⁸ No se consideró, el año 2020, producto del cambio de tendencia en el consumo de energía global en el marco de la pandemia por COVID-19. Según datos de BP, el consumo global fue de 13.294 MTON. Considerando las diferencias entre 2000 y 2020, el resultado es +639 MTON de petróleo, +1.129 MTON de gas natural, +1.400 MTON de carbón, -12 MTON de nuclear, +295 MTON hidroeléctrica y +757 MTON renovable.

Total global. Consumo primario de energía y participación de los hidrocarburos sobre el total, 2000 – 2020. (mtoe y %)

Gráfico 3



Fuente: elaboración propia con base en BP.

En este sentido, debido al fuerte crecimiento que vienen registrando las grandes economías emergentes —sobre todo en el continente asiático—, el comercio internacional de petróleo crudo y de sus derivados seguirá teniendo una relevancia sustantiva en las próximas décadas. Además, debe considerarse que los principales consumidores —China, Europa, India, Japón y Corea del Sur— son importadores netos de estos productos. En relación con el gas natural, si bien Estados Unidos y Rusia han sido históricamente los principales consumidores dado su carácter de productores, la región que más ha incrementado su demanda desde mediados de los '90 fue Asia-Pacífico, con una tasa de crecimiento anual del 4,1% en la última década.

La transición energética supondrá impactos crecientes sobre el mercado de hidrocarburos. Prácticamente todos los países han comunicado estrategias a futuro para limitar la incidencia de los hidrocarburos en sus economías, aunque con diferencias y matices, y atendiendo a las necesidades de crecimiento y desarrollo económico de cada uno. Sin embargo, la dependencia de gran cantidad de industrias y el impacto económico de las estrategias de descarbonización sobre las estructuras productivas, especialmente de los países en desarrollo, torna complejo un cambio brusco en las tendencias de la demanda de productos hidrocarbúricos en el corto y mediano plazo.

La creciente demanda de gas natural observada en las últimas décadas también se encuentra vinculada a los cambios tecnológicos, en especial a la expansión de la licuefacción y regasificación del gas natural, lo cual facilitó su intercambio comercial por vía marítima y posibilitó, así, la creciente comoditización de este producto energético. El encadenamiento de procesos en la producción y comercialización de Gas Natural Licuado (licuefacción, transporte, almacenamiento, regasificación y distribución) implican un costo mayor respecto al gas natural procedente de gasoductos⁹. No obstante, el comercio de Gas Natural Licuado (GNL) ha venido en aumento, dado que es un suministro diversificado y flexible; en consecuencia, permitió desprender el recurso del lugar de origen y de la continuidad territorial que implican los gasoductos. Esta modificación de la distribución del gas natural a escala global, ya sea como alternativa o complemento a la importación vía gasoductos, evita la dependencia exclusiva de un solo proveedor, contribuyendo a mejorar la seguridad energética.

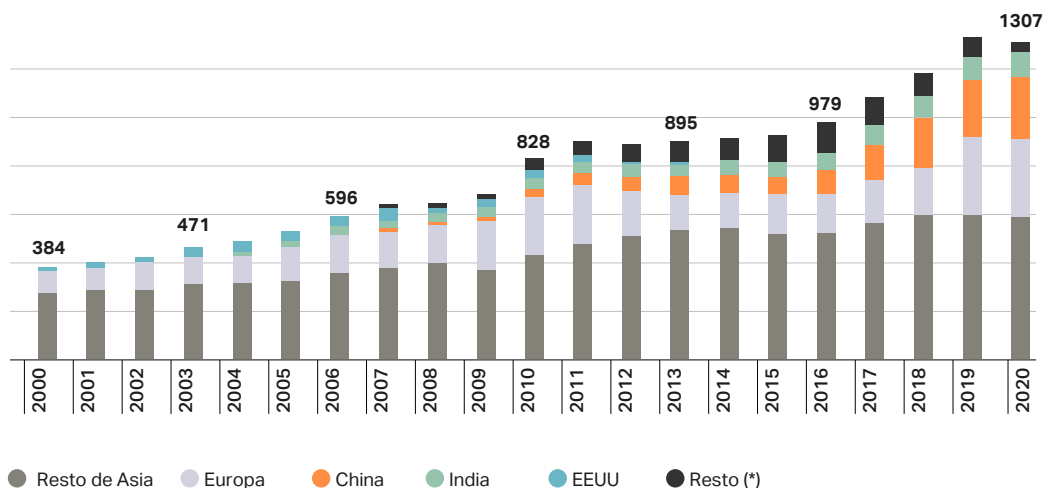
⁹ El GNL es gas natural sometido a un proceso de licuefacción que llevado a una temperatura aproximada de -160°C, es transformado al estado líquido. Esto permite reducir su volumen en 600 veces, pudiendo ser almacenado y transportado en buques metaneros.

Estos cambios tecnológicos, junto con el aumento de la demanda del mercado asiático, explican el dinamismo que ha registrado el GNL en el mercado mundial de gas natural, el cual ha triplicado su volumen en los últimos 20 años. Actualmente, los principales países de Asia concentran casi el 70% de las importaciones totales, mientras que Europa adquiere una cuarta parte del GNL a nivel global (Gráfico N° 4).

Si bien el comercio a través de gasoductos seguirá siendo sumamente relevante, estos cambios han flexibilizado el mercado de gas, constituyendo una ventana de oportunidad para los países con abundantes recursos de este producto. En este sentido, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estimó, en 2020, que el 77% del crecimiento del intercambio global de gas natural entre 2018 y 2040 se llevará a cabo vía GNL, con lo cual se estima que este pase a dominar los intercambios internacionales a fines de la presente década. Esto supone un cambio estructural del mercado de consumidores y proveedores de gas natural, los cuales se han vuelto cada vez más atomizados y competitivos. Las innovaciones en las cadenas de suministro globales han permitido que, incluso operaciones de GNL de pequeña escala, sean actualmente competitivas con respecto a productos derivados del petróleo, especialmente en el sector industrial.

Total global. Importaciones de GNL, 2000 – 2020 (MMm3/día)

Gráfico 4



Nota (*): "Resto" incluye a Canadá, América Latina, Medio Oriente y África.

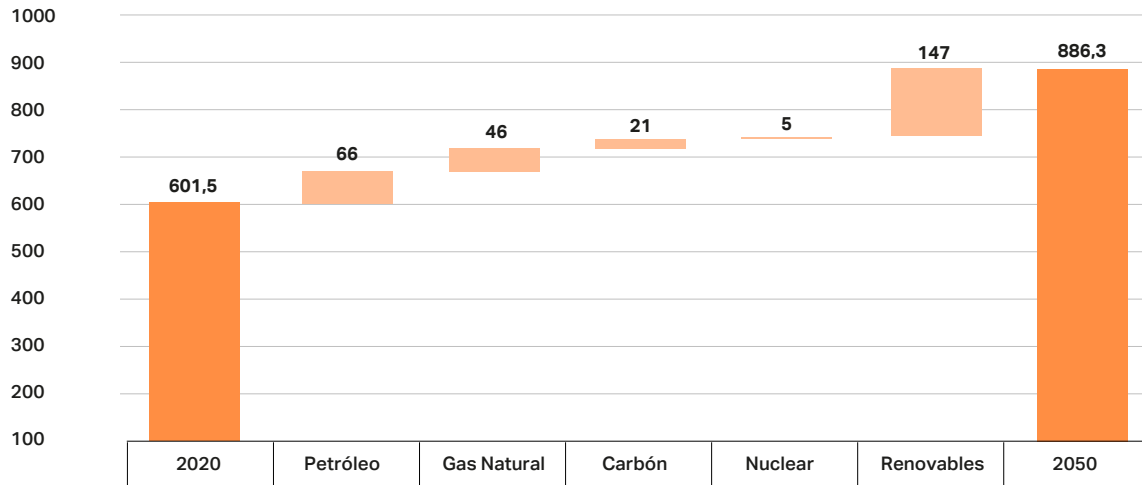
Fuente: elaboración propia con base en BP.

Aunque la demanda energética a nivel global seguirá creciendo en términos absolutos —impulsada fundamentalmente por las economías asiáticas—, el proceso de transición energética generará modificaciones en la composición de la oferta. Las proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) en [el International Energy Outlook 2021](#) estiman que las energías renovables liderarán el crecimiento para el 2050, en el marco de un aumento absoluto de todas las fuentes (Gráfico N° 5).

Las proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos estiman que las energías renovables liderarán el crecimiento para el 2050, en el marco de un aumento absoluto de todas las fuentes.

Total global. Incremento de la demanda primaria de energía por fuente entre los años 2020 y 2050 (Trillones de BTU)

Gráfico 5



Fuente: elaboración propia con base en proyecciones a IEO 2021, EIA.

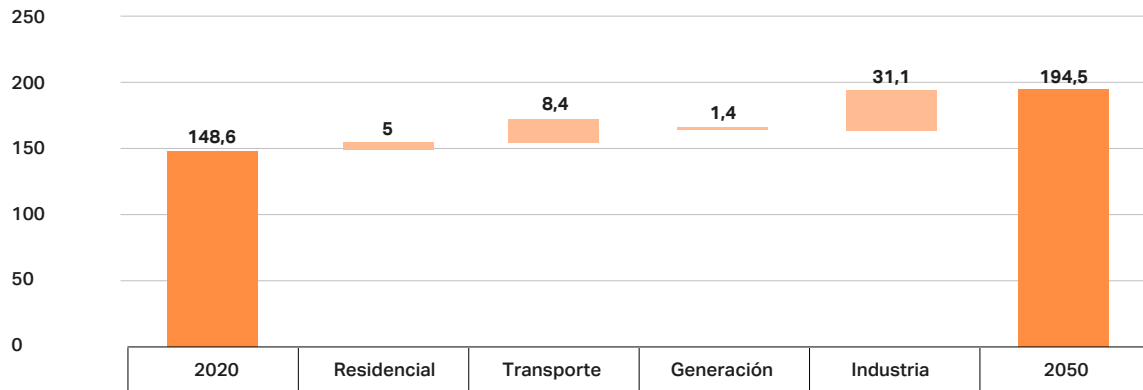
En el caso del petróleo, las estimaciones indican que el crecimiento de la demanda se mantendrá, al menos durante las próximas décadas, en torno al 0,7% anual (hasta 2050). De verificarse esta tendencia, implicaría una disminución a la mitad de la tasa de crecimiento registrada en la última década. Este lento crecimiento de la demanda de petróleo crudo se espera que sea abastecido a partir de un aumento de la oferta por parte de los países de la OPEP, que actualmente explican más de la mitad de las compras de China y el 80% de las importaciones de India. Si bien la fuerte expansión de la producción de *shale oil* en Estados Unidos le ha permitido sustituir gran parte de sus importaciones de crudo, no se espera que este país ocupe un lugar destacado como exportador, dado a que se pronostica un amesetamiento en sus niveles a partir de 2030.

Aun cuando se estima un agresivo incremento de las energías renovables (165%), las últimas proyecciones de EIA correspondientes al año 2021 configuran un escenario en el que, con el aumento de la demanda global de energía en torno al 47% (+284 trillones de BTU), la demanda de hidrocarburos crecerá en las siguientes décadas. Este proceso, si bien es dinámico y acorde a las políticas internacionales de mitigación del cambio climático y diversificación de la matriz energética global, seguramente determinará la necesidad de incorporación de nuevos proveedores a nivel internacional.

En el caso de la demanda del gas natural, se espera un crecimiento en torno al 0,9% anual acumulativo hasta 2050 (Gráfico N° 6), motivado fundamentalmente por la demanda de la región de Asia-Pacífico —especialmente en China y, en menor medida, la India—. Por otro lado, las estimaciones a 2050 no registran mayores cambios con respecto a la configuración de los principales productores en el mercado de gas natural: la participación de las principales regiones se mantendría relativamente estable y Estados Unidos continuaría posicionándose como el principal productor a nivel global, seguido de Rusia y Asia-Pacífico. Sin embargo, es de esperar un incremento de la incidencia de la producción proveniente de Medio Oriente, junto con una caída en la participación de Europa y de Asia-Pacífico.

Total global. Proyección del consumo mundial de gas por sector, 2020-2050 (Trillones de BTU)

Gráfico 6



Fuente: elaboración propia con base en proyecciones a IEO 2021, EIA.

En síntesis, las perspectivas a futuro de la demanda de gas natural resultan favorables al estar apoyadas especialmente en las transformaciones transicionales de la energía y traccionadas por el avance de las tecnologías de licuefacción y regasificación que potencian los intercambios comerciales por vía marítima, a la vez que permiten diversificar las fuentes y mejorar la seguridad energética de los países. A todo ello se le suma su menor costo relativo y, sobre todo, su mayor versatilidad, ya que permite su uso en todos los sectores de la economía, en especial aquellos intensivos en el uso de energía: generación eléctrica, transporte e industria¹⁰.

En este nuevo contexto internacional, la Argentina enfrenta nuevas oportunidades y desafíos para el desarrollo de sus recursos hidrocarburíferos. El potencial que supone el desarrollo de Vaca Muerta permitiría la obtención de saldos exportables que posibiliten, al menos, morigerar la restricción externa que enfrentó nuestra economía a lo largo de las últimas décadas. El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos que posee nuestro país tiene una ventana de oportunidad de algunas décadas, hasta tanto las energías alternativas disminuyan sensiblemente la incidencia de los hidrocarburos en la matriz energética mundial. Esta ventana de oportunidad parece ser más reducida en el caso del petróleo, ya que este hidrocarburo no desempeñará un rol relevante como combustible de transición.

El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos que posee nuestro país tiene una ventana de oportunidad de algunas décadas, hasta tanto las energías alternativas disminuyan sensiblemente la incidencia de los hidrocarburos en la matriz energética mundial.

¹⁰ De todas formas, el desarrollo de la producción gasífera en la Argentina deberá velar por la mitigación de las emisiones de metano, ya que la disminución de las emisiones de este gas de efecto invernadero adquirirá una relevancia sustantiva en los próximos años. El menor tiempo de permanencia en la atmósfera —12 años— respecto a los restantes gases de efecto invernadero hacen que la mitigación de sus emisiones sea central para alcanzar una disminución rápida del stock de gases de efecto invernadero en la atmósfera durante las próximas décadas. En este sentido, en la reciente cumbre de Glasgow, un conjunto de 110 países, entre ellos la Argentina, se comprometieron a intentar reducir las emisiones de metano en un 30% para 2030. Cabe destacar que las emisiones de metano en el país, a lo largo de las últimas décadas, se originan centralmente en el sector agropecuario y, en particular, en el ganadero, que explica casi el 80% de las emisiones totales de metano.

En este contexto, la dinamización de la producción hidrocarburífera y, en particular, del petróleo, adquiere una renovada relevancia no solo por su potencial impacto macroeconómico en tanto generador de divisas y de recursos fiscales, sino porque su no aprovechamiento en las próximas décadas seguramente implicará la imposibilidad del desarrollo masivo de dichos recursos. En el caso del petróleo, la Argentina podría alcanzar un incremento sensible en las exportaciones de crudo en el corto plazo, dado que se dispone de la infraestructura necesaria, aunque se requieren inversiones menores para garantizar su plena operatividad. En tanto, el aprovechamiento masivo de los recursos gasíferos requiere de un significativo desarrollo de infraestructura, centralmente en la red de gasoductos y en la conformación de terminales licuefactoras de exportación¹¹. Se debe señalar que el volumen de recursos gasíferos no convencionales disponibles en la Argentina¹² permitirá no solo alcanzar el autoabastecimiento, con importantes efectos sobre la balanza comercial energética, sino también un sensible volumen de exportaciones, con la posibilidad de convertir al país en un actor relevante en el mercado internacional de gas natural.

En este sentido, la transición energética requiere de la conformación de una política de Estado de largo plazo en materia hidrocarburífera, que viabilice un aumento sustantivo en los niveles de inversión y, con ello, se exploten los vastos recursos que dispone nuestro país antes de que se verifique un desplazamiento de estos de la matriz energética global. El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos disponibles contribuiría a mitigar la restricción externa y, así, acceder a un patrón de crecimiento sustentable e inclusivo en el mediano plazo.

El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos disponibles contribuiría a mitigar la restricción externa y, así, acceder a un patrón de crecimiento sustentable e inclusivo en el mediano plazo.

Esto no implica que la Argentina, simultáneamente, no deba instrumentar activas políticas públicas tendientes a diversificar su matriz energética e incrementar la eficiencia energética a fin de mitigar la emisión de gases de efecto invernadero. En las próximas décadas, la transición energética iniciada a escala global requerirá, en nuestro país, de significativos volúmenes de inversión, para lo cual el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos será determinante como fuente de financiación.

En la próxima sección, se realizará un sucinto análisis acerca de la evolución del sector de hidrocarburos a lo largo de las últimas décadas, el cual se presta a identificar los limitantes que enfrentó la inversión en el sector, proceso que condujo a una reducción progresiva de la producción hidrocarburífera a lo largo de las primeras décadas del presente siglo. Como se analizará, la conformación de una política de Estado de largo plazo será determinante para alcanzar un salto sustantivo en los niveles de inversión, que permita quebrar décadas de una política regulatoria de carácter oscilante. El sector, dado el volumen de sus recursos, es uno de los pocos en nuestro país capaz de lograr un salto cualitativo en las exportaciones a lo largo de las próximas décadas, lo cual le otorga una enorme relevancia macroeconómica.

¹¹ La transición energética es un desafío para el desarrollo de nueva infraestructura de exportación, ya que podría impedir la amortización de las inversiones realizadas. Sin embargo, en el caso del gas natural, las perspectivas de incremento de la demanda durante las próximas décadas, ante su utilización para el desplazamiento progresivo del carbón, no suponen un riesgo para la realización de inversiones, más aún cuando el período de repago de dichas inversiones es relativamente reducido.

¹² Los reservorios no convencionales consisten en reservas de gas natural y petróleo de esquistos (arenas y arcillas compactas), es decir, contenidos en los poros de la roca madre. Si bien la formación Vaca Muerta fue descubierta hace más de 90 años, recién en 2011 se estimaron las reservas probadas a partir del desarrollo de la tecnología que permite extraer el petróleo y el gas natural contenidos en los poros de la roca madre.



La evolución del sector de hidrocarburos

La desregulación y privatización en los '90

El abastecimiento interno de hidrocarburos constituyó una problemática que ha acompañado al devenir histórico del país desde comienzos del siglo XX. No obstante, el abordaje de esta cuestión a lo largo de las distintas etapas económicas y políticas no ha sido uniforme, al poderse identificar políticas sectoriales que exhibieron continuidades y rupturas. Para comprender la trayectoria seguida por la producción de hidrocarburos en la Argentina a comienzos del siglo XXI, es necesario tener en cuenta, como mínimo, los procesos de desregulación y privatización de la actividad encarados en la década de 1990.

La privatización de áreas hidrocarburíferas centrales en manos de YPF, la liberación del precio de los combustibles en el mercado local, la reforma del marco regulatorio y, finalmente, la privatización de la propia petrolera estatal, modificaron radicalmente la conformación del sector energético argentino durante los años '90. Estas medidas implicaron la creación de un mercado libre para el petróleo crudo que contemplaba la libre disponibilidad de los hidrocarburos, la libre fijación de precios y cantidades, la liberalización del comercio exterior, la reconversión de contratos en concesiones y el control sobre las reservas por parte de las empresas concesionarias.

En 1992, se sancionó la ley que estableció la federalización de los hidrocarburos —Ley N° 2414— y se privatizaron YPF y Gas del Estado¹³. Esta última fue dividida en dos grandes empresas transportistas y ocho distribuidoras regionales. Por su parte, el proceso de privatización de YPF comenzó luego de la fragmentación de la compañía¹⁴ y culminó en 1999 con la adquisición del 97,5% del capital social de la firma por parte de la española Repsol.

La privatización de YPF resulta especialmente relevante para comprender el derrotero posterior del sector, dada la centralidad que ha tenido la firma estatal en la dinámica de la producción local desde su creación en 1922 (Barrera, 2014; Gadano, 2007; Silenzi de Stagni, 1978). El proceso de privatización tuvo dos etapas: la primera de ellas, caracterizada por la cotización en bolsa de parte de su paquete accionario, pero cuya dirección seguía en manos del Estado argentino; y una segunda etapa, caracterizada por la privatización total de la compañía y el retiro del Estado de su dirección a partir de 1999¹⁵.

Cabe señalar que, al momento de la compra definitiva por parte de Repsol, YPF había conseguido consolidarse como una empresa internacional con presencia en más de una decena de países. Esta estrategia de internacionalización iniciada por YPF en la década de 1990 se vio modificada tras la adquisición de la compañía por parte del grupo español. La necesidad de afrontar la deuda asumida para la compra de la petrolera argentina llevó a que Repsol recortase el plan de inversiones previsto para los años siguientes, en tanto se inició un proceso de transferencia de activos internacionales, tanto de YPF como de sus subsidiarias, hacia terceras empresas y, también, hacia la casa matriz. De esta manera, Repsol terminó financiando su expansión internacional a costa de relegar a YPF al mercado argentino.

¹³ La privatización progresiva del capital accionario de YPF formó parte del extendido y acelerado proceso de privatizaciones llevado adelante en los primeros años de la década de 1990 tras la crisis hiperinflacionaria de 1989. Sobre el proceso de privatizaciones, consultar, entre otros, Abeles (1999), Azpiazu y Basualdo (2004) y Cantamutto y Wainer (2013).

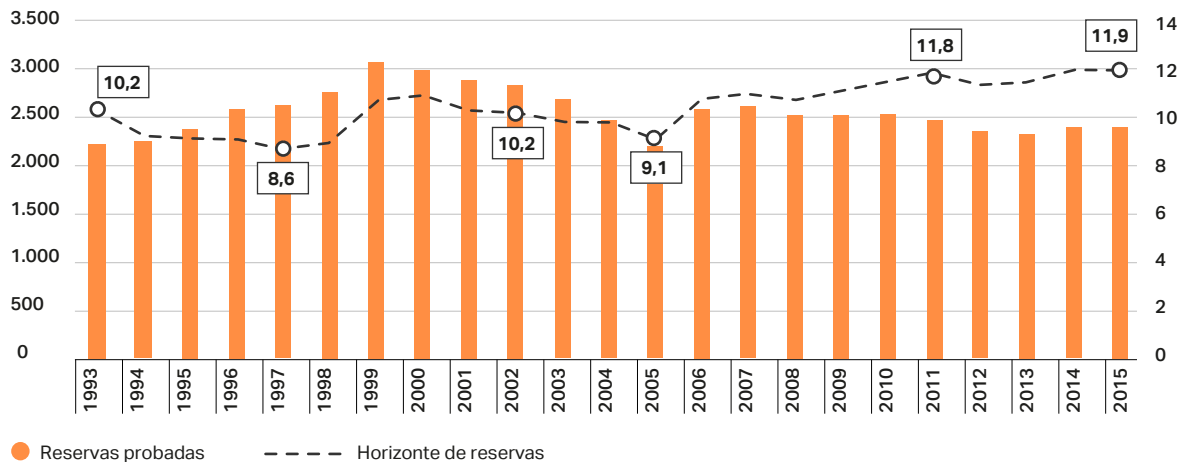
¹⁴ YPF fue segmentada en distintas unidades de negocios, separando aquellos activos considerados como no estratégicos. El proceso se realizó en sucesivas etapas donde se cedieron áreas secundarias y de baja producción a, principalmente, petroleras nacionales que anteriormente habían operado como contratistas de la firma estatal. También se licitaron asociaciones con operadores privados en áreas centrales, se vendieron activos del *downstream* —refinerías, destilerías, oleoductos y estaciones de bombeo e instalaciones, y terminales portuarias— y se reconvinieron los contratos existentes en concesiones con libre disponibilidad del petróleo.

¹⁵ En la ley de privatización de YPF, la composición del capital social se fijó en un 51% de las acciones para el Estado nacional, el 39% para los Estados provinciales y el 10% para el personal. Sin embargo, también se estableció que, al menos el 50% de las acciones, debían ser vendidas en un plazo de tres años, conservando el Estado nacional un mínimo del 20% del capital accionario y la denominada "acción de oro". Así, el Estado nacional y las provincias fueron vendiendo progresivamente la mayor parte de sus acciones a inversores privados, lo cual llevó a una creciente participación del capital privado en YPF. En 1995, el Congreso Nacional sancionó la ley N° 24.474, por medio de la cual se autorizó la transferencia del 20% del capital social que aún mantenía el Estado nacional, aunque fue recién a fines de 1998 —en el marco de crecientes restricciones fiscales— que el poder ejecutivo puso en venta el 14,99% del capital social de la firma. Dicha venta se concretó a inicios de 1999 y la adquirente fue la española Repsol, que unos meses después realizaría una oferta pública por la casi totalidad del paquete accionario.

Como se señaló, el proceso de privatización y desregulación del sector energético llevado a cabo a lo largo de la década de 1990 supuso una transformación estructural respecto al comportamiento que había registrado el sector hasta ese momento, y generó modificaciones en su lógica de funcionamiento que persisten hasta nuestros días. La desregulación del sector hidrocarburífero y el ingreso masivo de capital privado, tanto local como extranjero, permitieron un crecimiento significativo en los niveles de producción en el corto plazo, registrándose, en 1998, un récord en la producción de crudo. Estos resultados se debieron, en buena medida, al desarrollo de los yacimientos descubiertos y delimitados por YPF cuando esta aún era de propiedad estatal. En cambio, la inversión privada se concentró en el proceso de desarrollo de los yacimientos en lugar de la exploración, lo cual se tradujo en una disminución progresiva de la producción una vez que se iban agotando los recursos convencionales delimitados en la etapa anterior. Este proceso se agudizó durante el primer quinquenio del presente siglo, cuando el agotamiento progresivo de los yacimientos convencionales y la reducción en los volúmenes de inversión determinaron una disminución en los niveles de reservas, proceso que fue aún más marcado en el caso del gas natural¹⁶ (Gráfico N° 7).

Argentina. Evolución de las reservas probadas de petróleo y el horizonte de reservas, 1993-2019 (En millones de bbl y años)

Gráfico 7



Fuente: elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

La experiencia desregulatoria en la década de 1990 permitió un aumento en los niveles de producción y el desarrollo de la infraestructura para viabilizar crecientes volúmenes de exportación, en el marco de la convergencia de los precios locales con los vigentes en el mercado internacional. La producción hidrocarburífera realizó una contribución significativa al sostenimiento de la paridad cambiaria a lo largo de la década de 1990, a partir del aumento de las exportaciones y la obtención de un saldo comercial crecientemente superavitario, sin el cual el déficit en la balanza comercial del país hubiese sido aún mayor del efectivamente registrado. No obstante, esta dinámica sectorial controlada, en su totalidad, por firmas de sector privado —al perder el país su firma de “bandera”— implicó importantes restricciones para el conjunto de la economía argentina en el mediano y largo plazo. Esto se dio por las reducidas inversiones en exploración, pero, sobre todo, por la conformación de un sector en donde las decisiones de inversión quedaron supeditadas a la rentabilidad relativa de las inversiones en la Argentina con respecto a las experimentadas en otras cuencas productivas a nivel mundial.

¹⁶ Entre 1999 y 2011, las reservas de petróleo en el país se contrajeron un 31%; en tanto, las de gas lo hicieron un 60%. La YPF privatizada no solo no fue ajena a este proceso, sino que lo lideró: en dicho período, sus reservas de petróleo se redujeron en un 45%; en tanto, las de gas natural cayeron un 73%.

La experiencia desregulatoria en la década de 1990 permitió un aumento en los niveles de producción y el desarrollo de la infraestructura para viabilizar crecientes volúmenes de exportación: los precios locales coincidieron con los del mercado internacional. La producción hidrocarburífera realizó una contribución significativa al sostenimiento de la paridad cambiaria a lo largo de la década de 1990.

Al respecto, la política llevada adelante por Repsol —basada en el aprovechamiento de los recursos existentes y una creciente desinversión en la exploración y desarrollo de nuevos recursos— tuvo un correlato directo en el progresivo deterioro de su capacidad de producción. De esta manera, la falta de una firma estatal con un portafolio de inversión centrado en la economía local condujo, en un contexto de creciente desacople de los precios locales respecto de los vigentes en el mercado internacional y de un progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales, al inicio de una etapa de contracción de la producción de hidrocarburos.

La política de hidrocarburos tras el colapso del régimen de convertibilidad

La crisis económica iniciada a finales de 1998 no tuvo precedentes y se conjugó con una creciente crisis social y política que alcanzó su clímax en diciembre del 2001. En este marco, a comienzos de 2002, el gobierno provisional de Eduardo Duhalde sancionó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25561). Dicha norma impactó en la totalidad de las relaciones contractuales existentes en el país al terminar con la paridad cambiaria y pesificar la economía, lo cual alteró profundamente la estructura de costos y precios relativos internos (Cantamutto y Wainer, 2013).

Como no podía ser de otra manera, la magnitud y excepcionalidad de la crisis que enfrentó la Argentina implicó también una drástica modificación de las reglas de juego impuestas al sector energético respecto al período anterior. Así, en los años 2000, la política hidrocarburífera pasó a concentrarse en garantizar el abastecimiento del mercado interno y en mantener los precios locales por debajo de los vigentes en el mercado internacional. Al respecto, cabe señalar dos medidas iniciales que, si bien luego fueron modificándose, marcaron el rumbo de la política energética durante los primeros años de la posconvertibilidad. En primer lugar, el desacople del precio local del crudo del vigente en el mercado internacional a través de la imposición de derechos de exportación¹⁷. En segundo lugar, la prohibición de aplicar todo tipo de cláusula de ajuste en moneda extranjera, así como cualquier tipo de cláusula o mecanismo indexatorio en las tarifas de los servicios públicos.

En los años 2000, la política hidrocarburífera pasó a concentrarse en garantizar el abastecimiento del mercado interno y en mantener los precios locales por debajo de los vigentes en el mercado internacional.

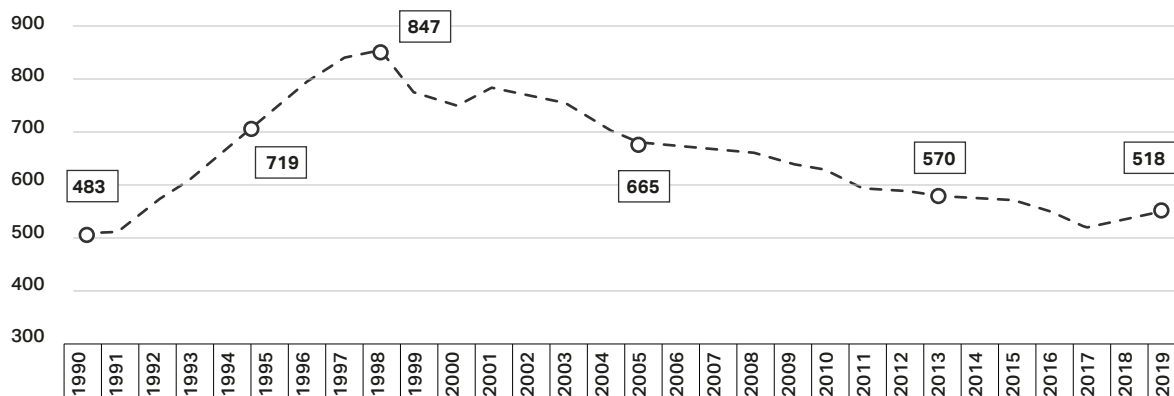
17 Un escenario de precios internacionales crecientes en el sector condujo a la instrumentación de un esquema de retenciones móviles; este fijó un piso para los derechos de exportación del 25% en los casos en donde el precio del barril de petróleo WTI se ubicara por debajo de los USD 32. Mientras, se adicionaban alcótas móviles para que el precio del crudo en el mercado local no superara los USD 42 el barril. Además, se incrementó la alícuota sobre los productos derivados del petróleo hasta un máximo de 45%.

Si bien estas medidas se tomaron en un contexto de emergencia económica y de demanda sumamente deprimida, se mantuvieron prácticamente inalteradas a lo largo de una década. La reactivación económica, a partir de 2003, impulsó la demanda local de hidrocarburos, inicialmente traccionada por el sector agropecuario y el industrial. Además de ello, se buscó reactivar la producción de petróleo con distintas acciones, las cuales incluyeron la creación, en 2004, de una nueva empresa estatal: Energía Argentina S.A. (ENARSA), actualmente Integración Energética Argentina (IEASA). El objetivo inicial de la firma fue generar asociaciones estratégicas que le permitieran atraer inversiones de riesgo para la exploración y desarrollo de concesiones de explotación de todos los bloques offshore no adjudicados del país. Estas asociaciones fueron fomentadas a través de regímenes promocionales para la exploración y explotación que, además de otorgar beneficios fiscales, eximían de derechos de importación a los bienes de capital y a las reinversiones¹⁸. No obstante, el programa no tuvo los resultados esperados y no logró revertir la caída en la producción de crudo (Gráfico N° 8), de manera que las principales tareas desarrolladas por la compañía terminaron orientadas a compensar el creciente déficit energético a través de las operaciones de importación de combustibles, en particular, de gas natural proveniente de Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL).

Ante la persistencia del declive en la producción local de crudo, en 2008 se lanzó el programa Petróleo Plus (Decreto 2014/08) junto al programa Refinación Plus, que otorgaba certificados de crédito fiscal transferibles y aplicables al pago de retenciones a aquellas empresas que aumentasen su producción y reservas. En el caso de las refinerías, el requerimiento era que ampliaran su capacidad de producción de combustibles, ya fuera mediante la construcción de nuevas plantas o una mejora de las existentes. Como se puede observar en el Gráfico N°8, estos programas tampoco tuvieron éxito en revertir la tendencia declinante de la producción de petróleo.

Argentina. Evolución de la producción de petróleo, 1990-2019 (kbb/día)

Gráfico 8



Fuente: elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

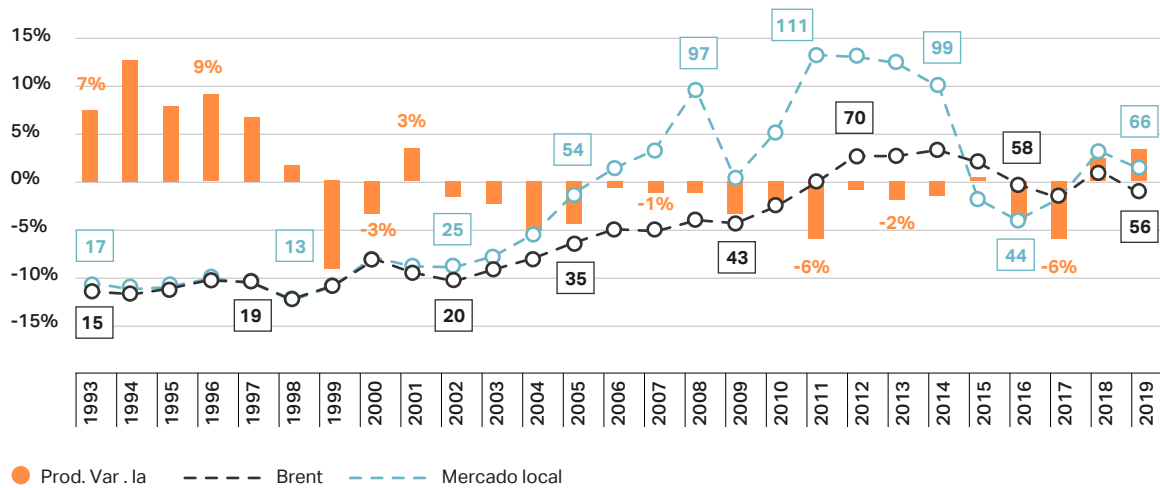
El persistente desacople de los precios internos de la energía, a fin de abaratar su costo en el mercado local respecto a los vigentes en el mercado mundial, condujo a una sistemática reducción de los niveles de inversión en el sector de hidrocarburos local, proceso que no pudo ser compensado por los diversos instrumentos de estímulo fiscal llevados adelante por parte del estado argentino. Desde el colapso del

¹⁸ Hacia fines de 2006, se sancionó la Ley N° 26.154 de Regímenes promocionales (IVA, Ganancias, Ganancia Mínima Presunta y derechos de importación) con el objetivo de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas de la Plataforma Continental, de cuencas sedimentarias sin producción y de cuencas con producción. Las empresas privadas interesadas en participar debían asociarse con ENARSA para acceder a los beneficios contemplados.

régimen de convertibilidad, el precio del crudo en el mercado local estuvo sistemáticamente por debajo del prevaleciente en los mercados internacionales, salvo en períodos en que el precio internacional registró abruptas contracciones¹⁹ (Gráfico N° 9).

Argentina. Evolución del valor del crudo y variación interanual de la producción, 1993-2019 (En USD/bbl y %)

Gráfico 9



Fuente: elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía de la Nación.

El persistente desacople de los precios internos de la energía condujo a una sistemática reducción de los niveles de inversión en el sector hidrocarburífero local, proceso que no pudo ser compensado por los diversos instrumentos de estímulo fiscal llevados adelante por parte del estado argentino. Desde el colapso del régimen de convertibilidad, el precio del crudo en el mercado local estuvo sistemáticamente por debajo del precio internacional.

Cómo se señaló, además de generar un desacople del precio internacional del crudo a través de las retenciones a las exportaciones, tras el colapso del régimen de convertibilidad también se pesificaron y congelaron las tarifas de los servicios públicos, lo cual involucró al gas natural. En dicho marco, el Estado se encargó de regular los precios a través de diversos acuerdos con los productores: poco tiempo después de la sanción de la Ley de Emergencia Económica en 2002, se implementó un acuerdo de precios para la comercialización del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), que dio inicio a la reconsideración de las tarifas. El objetivo de la medida fue normalizar y regular el precio del gas natural, estableciendo precios y volúmenes de aportes por productor y por tipo de usuario no prioritario. Para aquellos usuarios comprendidos en la demanda prioritaria, se facultó a la Secretaría de Energía para acordar, con los productores, un ajuste del precio para los contratos con las distribuidoras, el cual debía ser trasladado a la tarifa final. Por último, se estableció como prioridad el abastecimiento del mercado interno sobre el mercado de exportación, tanto en el segmento de producción como en el de transporte.

¹⁹ En esos casos —durante 2015-2016 y, recientemente, entre mayo y agosto de 2020—, para evitar impactos significativos en la producción local, se establecieron mecanismos de precio sostén, conocidos como "barril criollo", con precios internos por encima de los internacionales y en línea con los valores que venían registrando en los períodos previos.

Estas regulaciones derivaron en precios del gas natural en el mercado local crecientemente por debajo de su precio internacional, proceso que se tradujo en una sensible contracción de las inversiones en el sector. Los mayores niveles de rentabilidad en otras cuencas productoras a nivel internacional condujeron a un redireccionamiento en los flujos de inversión y a una retracción de la inversión en nuestro país. Un ejemplo paradigmático de este proceso se observa en el caso del yacimiento Margarita, desarrollado por REPSOL en Bolivia. Mientras que, en Argentina, Repsol contraía sensiblemente sus niveles de inversión en gas natural, invertía en Bolivia para abastecer de gas natural a nuestro país, a un costo sensiblemente más elevado.

Entre los años 2004 y 2014, el precio promedio percibido por los productores en boca de pozo no superó los USD 1,6 por MMBTU, mientras que el precio internacional llegó a superar los USD 7 por MMBTU. Paralelamente, se impusieron crecientes restricciones a la exportación y se introdujeron retenciones a las exportaciones. Ello condujo a una sensible caída en la producción de gas natural: durante este período, la producción se contrajo a una tasa anual acumulativa de 2,3%, al tiempo que, en el mismo período, el consumo doméstico se expandió a una tasa anual acumulativa del 2,4%.

Este sostenido incremento del consumo de gas natural se explica tanto por una mayor demanda en el segmento residencial como por la destinada a la generación eléctrica. En el primer caso, se registró una expansión del consumo de un 54% entre 2002 y 2014, a raíz de la mejora en los ingresos de la población, la expansión de la cobertura —que registró un incremento de 2,14 millones de nuevos usuarios— y el abaratamiento relativo en el precio. A su vez, la demanda de gas natural destinada al abastecimiento de las centrales térmicas se incrementó en un 87% en el mismo período. Al respecto, cabe señalar que la expansión de la potencia instalada para la generación de energía eléctrica se basó, principalmente, en nuevas centrales termoeléctricas que consumen, en su mayoría, gas natural, y, en menor medida, *fuel oil* y gasoil.

El aumento de la demanda de gas natural en un contexto de progresiva reducción de la oferta, producto de los bajos niveles de inversión en el sector, condujo a un persistente incremento en las importaciones de este hidrocarburo y de combustibles líquidos. Estos últimos son requeridos en el sistema de generación de energía eléctrica ante la falta de disponibilidad de gas natural.

El aumento de la demanda de gas natural en un contexto de progresiva reducción de la oferta, producto de los bajos niveles de inversión en el sector, condujo a un persistente incremento en las importaciones de este hidrocarburo y de combustibles líquidos.

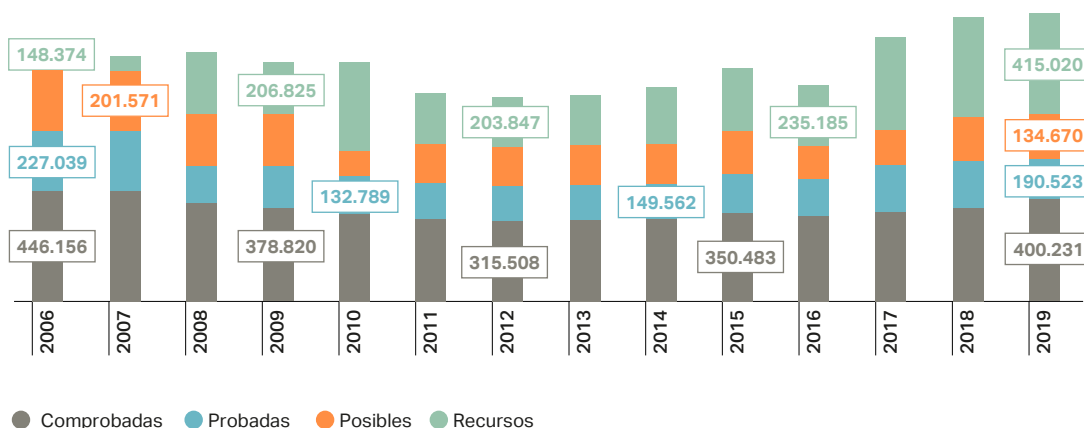
La falta de inversiones se evidenció en la evolución de las reservas comprobadas de gas natural en el país, las cuales alcanzaron su mínimo valor en el año 2012 (316 miles de Mm3), un 29% menos que las registradas en 2006. Recién a partir de 2012, tras la reestatización parcial de YPF y la instrumentación del Plan Gas, las reservas comprobadas comenzaron a mostrar una cierta estabilidad y las reservas totales, una tendencia creciente (Gráfico N°10). Ello llevó a que las reservas comprobadas de gas natural en 2018 se ubicaran en un valor cercano al verificado en 2009 (372 miles de Mm3)²⁰.

²⁰ El crecimiento de las reservas de gas natural obedeció, principalmente, a la incorporación de reservas de formaciones no convencionales —que representaron el 13% de las comprobadas en 2018—. En tanto, las reservas comprobadas de formaciones convencionales alcanzaron su valor histórico más bajo en 2017 (311,3 miles de Mm3), recuperándose un 4% en 2018.

La evolución del sector de hidrocarburos

Argentina. Reservas de gas natural, 2006-2019 (en miles de MMm3)

Gráfico 10



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía de la Nación.

El aumento en las importaciones de gas natural y combustibles líquidos, a fin de garantizar el abastecimiento interno, determinaron que el sector energético se conformara en un sector determinante en la agudización de los problemas en el balance de pagos que enfrentó la economía argentina en la segunda década del siglo XXI. Este es un proceso que se analizará en detalle en la próxima sección.

A su vez, la sensible estacionalidad de la demanda de gas natural en nuestro país condujo, en una primera instancia, a la importación de volúmenes para abastecer el pico de consumo invernal. Pero, a medida que se reducía la oferta local, la importación de gas natural, GNL y combustibles líquidos se fue extendiendo, de manera que se requirieron importaciones aun en los períodos de baja demanda local (Gráfico N° 11).

El consumo de gas natural por parte de usuarios industriales y residenciales en la Argentina ha sido tradicionalmente alto, constituyendo dos de los segmentos de mayor demanda y dando cuenta del alto grado de penetración del gas natural en el país. No obstante, la composición de la demanda de gas natural se ha ido modificando a lo largo del tiempo: mientras que la demanda residencial y comercial mantuvo su participación sobre el total de la demanda en el período analizado —en línea con el peso relativo que ha registrado históricamente la demanda de los hogares—, el consumo industrial fue perdiendo relevancia, pasando del 35% de la demanda en 2002 al 29% en 2014. Esto último se debió, en buena medida, al menor crecimiento registrado en la actividad manufacturera y a las interrupciones del suministro que se realizaron en los meses de mayor demanda residencial, lo cual no solo afectó el consumo de las industrias ya existentes, sino que desincentivó la instalación de nuevas plantas industriales intensivas en el uso del gas natural.

Si bien a partir de 2007 se llevaron adelante algunas políticas públicas orientadas a revertir el declino de la producción de gas natural y, así, garantizar el abastecimiento de la demanda interna²¹, este objetivo no se logró hasta 2013, cuando confluyeron dos políticas relevantes para revertir la tendencia declinante de la producción hidrocarburífera: la mejora en los precios internos y la recuperación del

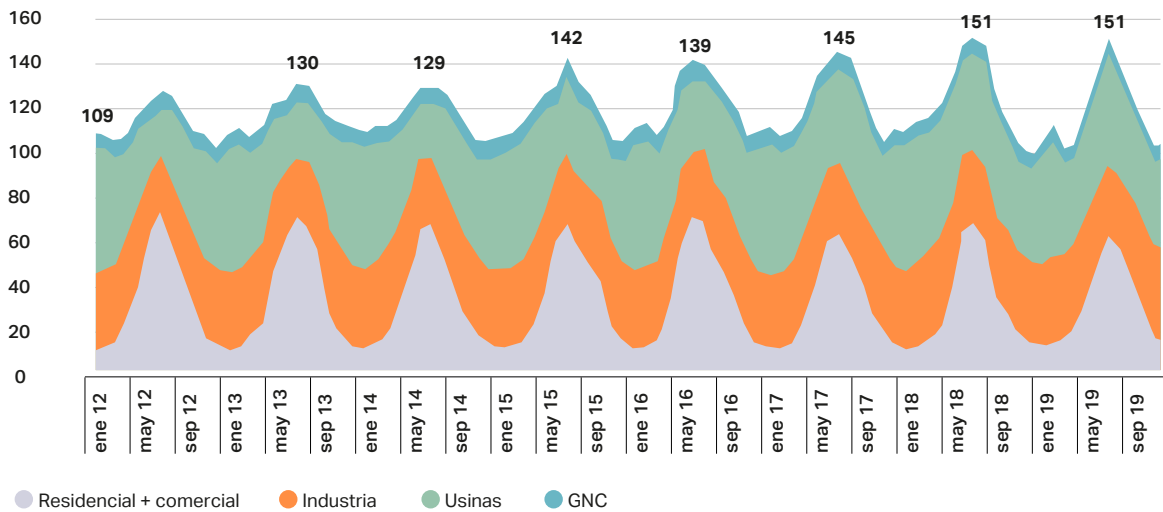
²¹ Ante la cada vez más evidente declinación de la producción de gas natural —en un contexto de aumento del consumo—, el Gobierno nacional comenzó a implementar algunas políticas que buscaron fomentar la sustitución y/o aumentar la producción. Entre las primeras se encuentra el programa "Energía Total", lanzado en 2007 con el objetivo de incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica en diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica. Otro programa que buscó incentivar la producción fue el de "Gas Plus" —similar al de "Petróleo Plus"—, que buscaba mejorar los niveles de producción y de reservas fomentando las inversiones privadas en exploración y desarrollo de nuevos proyectos gasíferos a través de un mecanismo de incentivos basados en la mejora de los precios de los volúmenes incrementales de gas (Pérez Roig, 2018).

51% del paquete accionario de YPF por parte del Estado nacional. Ambas cuestiones supusieron un cambio significativo en la política energética desplegada en la década previa y fueron una respuesta al creciente déficit externo que comenzó a evidenciar el sector como consecuencia del aumento en las importaciones de gas natural y combustibles líquidos, así como por la contracción de las exportaciones de crudo.

El objetivo de revertir el declino de la producción de gas natural y, así, garantizar el abastecimiento de la demanda interna, no se logró hasta 2013, cuando confluyeron dos políticas relevantes para revertir la tendencia declinante de la producción hidrocarburífera: la mejora en los precios internos y la recuperación del 51% del paquete accionario de YPF por parte del Estado nacional.

Argentina. Demanda de gas natural por segmento, enero 2012 – diciembre 2019
(En Mm3@9300kcal/día)

Gráfico 11



Fuente: elaboración propia con base en ENARGAS.

La estatización de la mayoría del paquete accionario de YPF supuso una drástica modificación de las políticas desarrolladas previamente, en donde el gobierno había buscado aumentar la participación de capitales nacionales en la firma como estrategia para que esta incrementase sus niveles de inversión. Eso se había hecho a través del ingreso del Grupo Petersen S.A., conducido por la familia Eskenazi, que inicialmente había adquirido el 14,9% del paquete accionario de la exfirma estatal gracias al financiamiento que le otorgó la propia Repsol y un grupo de bancos; con esto, pudo aumentar su participación en 2011 hasta un total de 25,5%. Sin embargo, la experiencia no prosperó. Por el contrario, acarreó importantes costos financieros para la firma, dado que la deuda en la que incurrió el Grupo Petersen sería saldada parcialmente a partir de los dividendos derivados de su tenencia accionaria, hecho que terminaría profundizando el proceso de desinversión de la compañía (Guadagni, 2012).

Ante el fracaso del proceso de "argentinización" de YPF, y para revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos, el Estado argentino tomó la decisión, a través de la Ley de Soberanía

Hidrocarburífera (N° 26741), de declarar de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos²².

Tras la nacionalización de YPF a comienzos de 2012, se modificó drásticamente el plan estratégico de la compañía incrementando sus niveles de inversión, lo cual, junto con el aumento de los precios de los hidrocarburos en el mercado local, permitió comenzar a reducir el declino de la producción, en particular en el caso del gas natural. Paralelamente, los precios de los productos energéticos en el mercado local mostraron un progresivo incremento: en el caso del petróleo, su valor se elevó hasta los 70 usd/bbl, muy por encima de los niveles registrados en el período previo, buscando así incentivar inversiones en exploración y explotación²³.

En el caso del gas natural, los reducidos precios en el mercado interno, conjuntamente con el progresivo incremento en los costos de extracción ante la declinación de los yacimientos convencionales, habían conducido a una disminución significativa en los niveles de inversión y, con ello, en la producción. A fin de revertir el declino que experimentaba la producción de gas natural, se instrumentó a comienzos de 2013 el denominado Plan Gas²⁴. Dicho programa contemplaba una duración de cinco años y tenía por objetivo alcanzar un incremento en la inversión que permitiera revertir el declino a través de la recomposición del precio percibido por los productores. El programa de incentivos consistió en un mecanismo mediante el cual el Estado nacional otorgaba a las empresas productoras una compensación equivalente a la diferencia entre 7,5 USD/MMBTU y el precio percibido por sus ventas a la demanda, aplicado al volumen de gas inyectado por encima de la inyección base de cada empresa. A su vez, la producción base se ajustaba anualmente según una tasa de declino específica para cada empresa²⁵. Se debe destacar que esta medida se adoptó en un marco de importaciones crecientes de gas natural y combustibles líquidos que condujeron a que el déficit del sector energético dejara de ser un problema sectorial para convertirse en uno de los pilares de la restricción externa que afectó a la economía argentina desde el año 2011.

El aumento en el precio promedio percibido por las productoras, conjuntamente con la mayor actividad gasífera llevada adelante por YPF, permitieron no solo disminuir la tasa de declino de la producción gasífera, sino también alcanzar una expansión de la producción a partir de 2014²⁶. La producción de gas natural se expandió a una tasa anual acumulativa del 1,7% entre 2013 y 2017, revirtiendo el declino del 3,3% que había experimentado entre los años 2008 y 2012.

No obstante, la contracara de la recuperación de la producción gasífera fue un incremento considerable en las erogaciones realizadas por el Estado nacional a través de los planes mencionados, que conjuntamente con las importaciones de gas natural, GNL, combustibles líquidos y los subsidios otorgados en la esfera eléctrica, determinaron que los subsidios al sector energético totalizaran poco más del 3% del PBI en el año 2015. En efecto, si bien la instrumentación del Plan Gas I y II a partir de 2013 significó una recomposición en el precio percibido por las empresas productoras, el traslado de su costo a la demanda fue poco significativo.

²² La ley estableció que el proceso de expropiación y la determinación de la indemnización se regirían por la Ley de Expropiaciones N° 21499, vigente desde 1977. A su vez, la nueva ley definió que la participación accionaria mayoritaria se repartiese en un 51% para el Estado nacional y un 49% para las provincias de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI). Esto implicó la dirección estratégica del Estado sobre la empresa, manteniendo el carácter de sociedad anónima y estableciendo así un modelo de gestión de YPF similar al verificado con anterioridad a 1999.

²³ Durante este período el precio de los combustibles (naftas y gasoil) en surtidor evidenció un sensible incremento pasando de menos de un dólar el litro en 2010 a 1,4 usd/l en 2014.

²⁴ El Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas) se creó mediante la Resolución 1/2013 de la extinta Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, con el objetivo incrementar la producción a través del estímulo a la inversión en exploración y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales.

²⁵ Adicionalmente se instrumentó el Plan de Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con inyección reducida (Plan Gas II), a fin de aminorar el declino de las empresas con reducidos niveles de inyección y que no podían comprometerse a lograr incrementos sustantivos en sus niveles de producción.

²⁶ Se debe señalar que la recuperación de la producción gasífera no se explica solo por el comportamiento de YPF, que incrementó su producción de gas a una tasa anual acumulativa del 5,9% en el período comprendido entre los 2013 y 2017, sino también por una reducción en la tasa de declino de las restantes empresas, que pasó de una caída anual de 1,3% entre 2008 y 2012 a un declino del 0,7% entre 2013 y 2017.

La disminución en el precio internacional de los hidrocarburos que se inició en el segundo semestre del año 2014 y, en el caso del gas natural, con intensidad a partir del 2015, permitió reducir el déficit comercial y también disminuir el nivel de subsidios, al achicarse la brecha entre los precios internacionales y los vigentes en el mercado local, la cual era abonada por el Estado nacional. Por lo tanto, la disminución de los precios internacionales, conjuntamente con la recuperación experimentada por la producción local de gas natural, fueron determinantes en la disminución de los subsidios orientados a la producción gasífera a partir de 2015.

El cambio de gobierno a fines de 2015 condujo al inicio de un proceso de recomposición en el precio final del gas natural en el mercado local, ya iniciado en 2014, que tuvo por objetivo primordial alcanzar una reducción adicional en el nivel de subsidios al sector. Mientras que en la etapa anterior los mayores costos de extracción de la producción gasífera fueron enfrentados por el Estado nacional —aunque comenzaron a ser revertidos a partir del incremento en las tarifas de gas natural a comienzos de 2014—, la nueva administración priorizó un sensible aumento de las tarifas para reducir el nivel de subsidios.

La recomposición fue aún más significativa en los segmentos de transporte y distribución de gas natural: el valor agregado de distribución y transporte aumentó, en dólares, un 280% entre mediados de 2015 y 2018, en tanto que el precio del gas natural en boca de pozo lo hizo en un 127%. Por lo tanto, el núcleo central de la recomposición tarifaria iniciada en el 2016 tuvo, por objetivo, elevar sustantivamente los niveles de rentabilidad de las empresas transportistas y distribuidoras, proceso que se tradujo en un aumento muy significativo de su valor de mercado. A su vez, este mecanismo impidió lograr una reducción más significativa del nivel de subsidios a la producción gasífera.

Cabe destacar que el cambio de administración también supuso modificaciones sustanciales en términos de los precios de los combustibles en el mercado local. A mediados de 2014, ante la contracción que experimentaron los precios internacionales de los hidrocarburos, el Estado argentino instrumentó un precio sostén para el crudo local por encima de los valores registrados en el mercado internacional para sostener los niveles de actividad. A partir de 2016, dicha política fue progresivamente modificada y se verificó un abaratamiento progresivo en el precio del crudo en el mercado local, y, con ello, de los combustibles en surtidor. A la vez que, tras la recuperación que experimentaron los precios internacionales de los hidrocarburos desde fines de 2017, el gobierno implementó, en el marco de la crisis económica local desatada a comienzos de 2018, diversos mecanismos tendientes a desacoplar el precio local del vigente en el mercado internacional²⁷.

La disminución progresiva de los precios de los combustibles en el mercado local a partir de 2016 condujo a una retracción en los niveles de inversión, proceso que se tradujo en una disminución en los niveles de producción. En 2019, la producción de crudo se había reducido un 4,4% respecto a los valores verificados en 2015, siendo YPF la que mostró la mayor contracción (-6,3%); en tanto, las restantes empresas privadas verificaron un declino de 2,8%. Esta reducción en la producción de petróleo se produjo a pesar del sensible incremento que experimentó la producción de *shale oil*, la cual, de todas formas, no llegó a compensar el declino de los yacimientos convencionales (Gráfico N° 12).

En el caso del gas natural, se verificó una sensible expansión de la producción, que creció un 15% entre 2015 y 2019, manteniendo la tendencia expansiva que había exhibido esta producción desde la instrumentación del Plan Gas a finales de 2012. La instrumentación de la Resolución N° 46²⁸, tras la finalización del Plan Gas a fines de 2017, fue determinante en este proceso. A diferencia del Plan Gas, este nuevo programa de incentivos estuvo focalizado en la producción no convencional de las cuencas neuquina

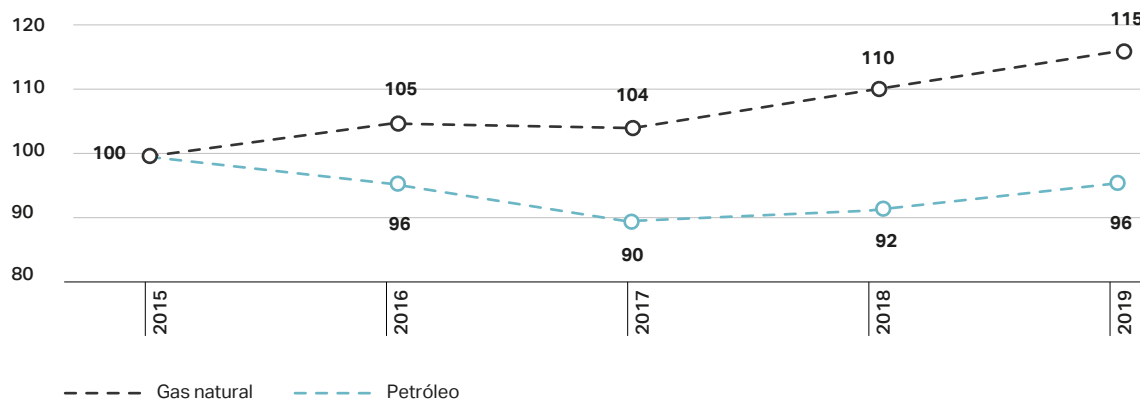
²⁷ En una primera instancia, se establecieron "acuerdos" entre el Estado nacional, los productores de crudo y los refinadores a fin de contener los precios de los combustibles en surtidor. En una instancia posterior, y producto de la sensible depreciación que experimentó la moneda, se incrementaron los derechos de exportación hasta que, finalmente en agosto de 2019, se pesificaron los precios del crudo en el mercado interno.

²⁸ La resolución N.º 46 fue la sucesora del Plan Gas y consistió en un programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la cuenca neuquina.

y austral, que estableció que el Estado nacional abonaría la diferencia entre el precio de mercado y el precio estímulo definido por el programa. Para ello se fijó una remuneración de 7,5 USD/MBTU en 2018 con un sendero decreciente hasta alcanzar los 6,0 USD/MBTU en 2021. Este nuevo programa posibilitó el mantenimiento de la tendencia expansiva de la producción, centralmente por el desarrollo del yacimiento Fortín de Piedra —operado por Tecpetrol—, que, en 2019, aportó al sistema más de 14 Mm3/día adicionales.

Argentina. Evolución de la producción de petróleo y gas natural, 2015-2019 (En número índice base 2015-100)

Gráfico 12



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía de la Nación.

Si bien los significativos incrementos tarifarios dispuestos a partir de 2016 marcaron la gestión energética del gobierno de Cambiemos, un aspecto no tan analizado es la pérdida de centralidad que enfrentó YPF durante este período, que se tradujo en una persistente disminución de los niveles de inversión y, con ello, de la producción. En este sentido, la política de precios de los combustibles líquidos en el mercado local, llevada adelante durante este período, no tuvo en consideración los significativos esfuerzos para incrementar la producción que había desplegado YPF en el período previo, al determinar una contracción en los niveles de ingresos de la compañía que, ante un relativamente elevado nivel de endeudamiento, no tuvo otra alternativa que restringir sus niveles de inversión. A su vez, a diferencia del Plan Gas, la instrumentación de la Resolución N.º 46, por sus características, significó una sensible disminución de la participación de la principal compañía hidrocarburífera de la Argentina en la producción de gas natural.

Si bien los significativos incrementos tarifarios dispuestos a partir de 2016 marcaron la gestión energética del gobierno de Cambiemos, la política de precios de los combustibles líquidos en el mercado local no tuvo en consideración los significativos esfuerzos para incrementar la producción que había desplegado YPF en el período previo. Esto resultó en una contracción en los niveles de ingresos de la compañía que, ante un relativamente elevado nivel de endeudamiento, no tuvo otra alternativa que restringir sus niveles de inversión.

Durante el período previo, las inversiones realizadas por YPF se habían incrementado de manera significativa tras su reestatización parcial, alcanzando un promedio anual de 5700 MUSD entre 2012 y 2015. En tanto, entre 2008 y 2011 habían representado un promedio anual de 2300 MUSD. El financiamiento de los mayores niveles de inversión se basó en tres pilares: la mejora de los precios, el

endeudamiento en los mercados internacionales y la reinversión de utilidades. Esto último había supuesto una salida significativa de recursos y divisas a lo largo de la década.

El aumento de la inversión por parte de la YPF reestatizada permitió un incremento en los niveles de producción. Tras años de caída sistemática de su producción de hidrocarburos, la firma pasó de obtener 485 MBOE/d en 2012 a 577 MBOE/d en 2015, lo que equivale a un crecimiento de casi el 19% en solo tres años. Dicho aumento en los niveles de inversión permitió evitar importaciones por aproximadamente 3000 MUSD²⁹, producto centralmente del incremento de la producción de gas natural.

La relevancia del aumento de la inversión, no obstante, no se agota únicamente en la reversión de la dinámica contractiva de la producción, sino que también permitió que YPF llevara adelante la puesta en valor de los yacimientos no convencionales, convirtiendo a Vaca Muerta en una realidad. En efecto, a comienzos de la década pasada, cuando la revolución del *shale* en los Estados Unidos comenzaba a tomar fuerza, no estaba clara aún la viabilidad económica de la producción no convencional en la Argentina. Ello, además, en un contexto en donde el sensible declino que exhibían los yacimientos convencionales auguraba una potencial restricción energética en las siguientes décadas. Sin embargo, la asociación llevada adelante por YPF con Chevron, y posteriormente replicada con otras compañías, fue central para incrementar los volúmenes de inversión y compartir los costos iniciales de desarrollo de la producción no convencional. A su vez, estas alianzas permitieron acelerar la curva de aprendizaje, precisar la estrategia de desarrollo en la producción no convencional y compartir sus costos de *desriskeo*, posibilitando, de esta forma, que pocos años después nos encontremos ante la potencialidad de alcanzar el desarrollo masivo de la producción no convencional en la Argentina.

No obstante, el aumento de la inversión por parte de YPF registrado desde 2012 comenzó a ralentizarse a partir de 2016, producto centralmente de una política energética no consustanciada con las necesidades de la principal empresa hidrocarburífera de nuestro país. En este sentido, el abandono del precio sostén —barril criollo—, la convergencia a un precio internacional deprimido en una primera instancia —en una etapa posterior, la convergencia se dio en un contexto de alza de precios— la instrumentación de distintos mecanismos para desfasar los precios locales de los vigentes en el mercado internacional en el marco de la crisis económica desatada a comienzos de 2018, condujeron a una sensible disminución en los ingresos de la principal compañía hidrocarburífera de la Argentina. En simultáneo con este proceso, las políticas de estímulo a la producción de gas natural prácticamente excluyeron a YPF, lo que produjo que la compañía perdiera su liderazgo en la producción de gas natural en la Argentina y, con ello, un nivel sustantivo de ingresos. En este sentido, el sensible impulso que recibió la producción de gas natural a través de la Resolución N.º 46 —que más allá de sus efectos distorsivos sobre el mercado de gas natural, permitió continuar el sendero ascendente que exhibió la producción desde 2013—, no pudo ser aprovechada por YPF.

En definitiva, la reducción del precio de los combustibles líquidos en el mercado local, conjuntamente con el desplazamiento de YPF en los programas de estímulo a la producción de gas natural, determinaron que los ingresos de la compañía se redujeran en 6500 MUSD, si se comparan los períodos 2012-2015 y 2016-2019. Esto se tradujo en una reducción significativa de las inversiones, las cuales disminuyeron en 8200 MUSD —de los cuales 6800 MUSD correspondieron al *upstream*³⁰— entre los períodos mencionados.

La reducción de los niveles de inversión de YPF determinó un cambio en la tendencia hacia la recomposición de los niveles de producción que se había verificado en el período previo. Entre 2016 y 2019, la producción de hidrocarburos de la firma con mayoría estatal se redujo en un 10,9%, con una

²⁹ La estimación surge del diferencial de producción entre los años 2012 y 2015, valuado a 90 USD/BBL.

³⁰ El *upstream* en la industria petrolera corresponde al proceso de exploración y producción, es decir, incluye la búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo y gas, la perforación de los pozos exploratorios y la extracción del recurso a la superficie. Por su parte, el *downstream* refiere a todas las operaciones que tienen lugar luego de la extracción del recurso, lo cual incluye el transporte, el refinamiento —petróleo— y procesamiento —gas—, y la comercialización de los productos derivados.

contracción similar en líquidos y gas natural. De esta forma, mientras que en 2015 YPF representaba el 38% de la producción de gas natural Argentina, en 2019 dicha incidencia se había reducido al 29%. En el caso de la producción de petróleo, la tendencia es similar, pero con una contracción menos significativa: mientras que en 2015 YPF explicaba el 47% de la producción de petróleo, cuatro años después su participación había disminuido hasta el 44%.

El “achicamiento” progresivo, tanto en los niveles de ingresos como de producción, condujo a un peso creciente del nivel de endeudamiento respecto al flujo de generación de ingresos por parte de la compañía, proceso que exacerbó aún más la contracción en los niveles de inversión. Según la información consignada en las notas de resultado publicadas por YPF, el endeudamiento neto de la compañía se elevó desde 6959 MUSD, al cierre de 2015, a 7565 MUSD en idéntico período de 2019. A su vez, dada la contracción experimentada por los ingresos de la compañía, la relación Deuda Neta/EBITDA ascendió sensiblemente desde 1,35 a 2,10.

La declinación de la producción de YPF verificada a partir de 2016 se intensificó como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y solo pudo ser revertida parcialmente en el período posterior. Si bien la producción de la principal compañía hidrocarburífera del país se recuperó a lo largo del 2021, en el cuarto trimestre de dicho año se seguía ubicando un 8% por debajo del nivel de producción registrado en idéntico período del 2019.

El impacto fiscal y externo del sector de hidrocarburos

La restricción externa al crecimiento ha sido un problema recurrente en la Argentina desde el inicio de su proceso de industrialización, en tanto que el nivel de actividad y las tasas de crecimiento económico se han visto restringidas por la disponibilidad de divisas. El vínculo entre la restricción externa y el sector energético en la economía argentina es más estrecho de lo que la literatura tradicional ha subrayado (Braun y Joy, 1981; Diamand, 1973). En particular, en la posconvertibilidad, el sector energético ha tenido un impacto decisivo en la balanza comercial, especialmente a partir de 2007, cuando confluye el aumento de las importaciones de gas natural con la caída de las exportaciones de petróleo (Gráfico N° 13.).

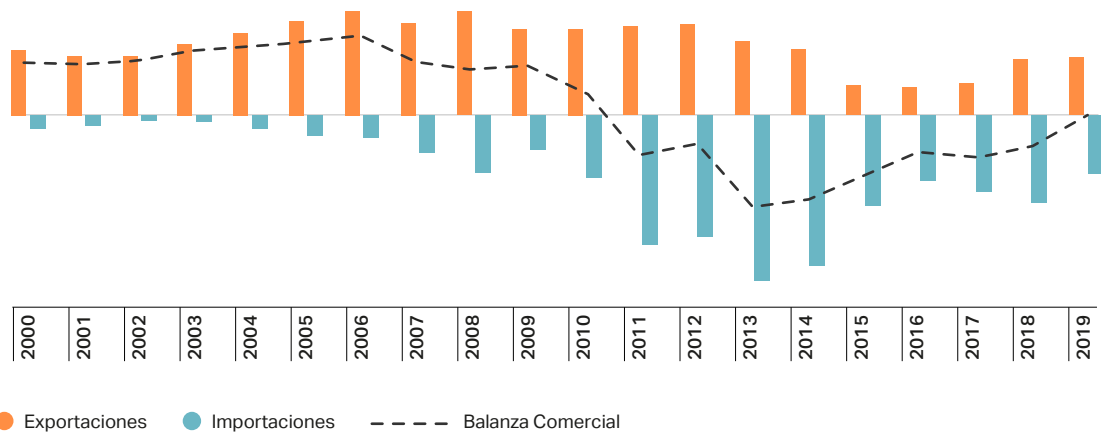
El deterioro del balance comercial energético se agudizó a partir de 2011, producto del aumento de las importaciones de gas natural y Gas Natural Licuado (GNL). Las importaciones del sector superaron, en aquellos años, el 13% de las importaciones totales de la Argentina; no casualmente es a partir de dicho año cuando empieza a observarse un deterioro progresivo del saldo comercial total (Gráficos N° 13 y 14). La restricción externa se fue agudizando progresivamente como consecuencia del creciente déficit del sector energético, que alcanzó los USD -6.902 millones en 2013, en conjunto con una disminución progresiva de los precios internacionales de los principales productos de exportación. Si bien la histórica vulnerabilidad externa que suele presentar la economía argentina excede ampliamente el intercambio comercial energético, sin dudas el déficit incurrido en este sector ha sido un factor central que ha potenciado significativamente esa debilidad estructural (Arceo y Wainer, 2017; Kozulj, 2015; Wainer, 2021).

Como se señaló en el apartado precedente, en un contexto de fuerte crecimiento económico, el aumento de la demanda interna de energía terminó siendo satisfecha con mayores importaciones ante la contracción que experimentó la producción local. A su vez, dado el “desacople” de los precios internos de los internacionales y el congelamiento de las tarifas de gas natural, el incremento de las importaciones y los esfuerzos por aumentar la producción local condujeron también a la implementación de crecientes subsidios que impactaron negativamente en el resultado fiscal.

La evolución del sector de hidrocarburos

Argentina. Balanza comercial energética, 2000-2019. (En MUSD)

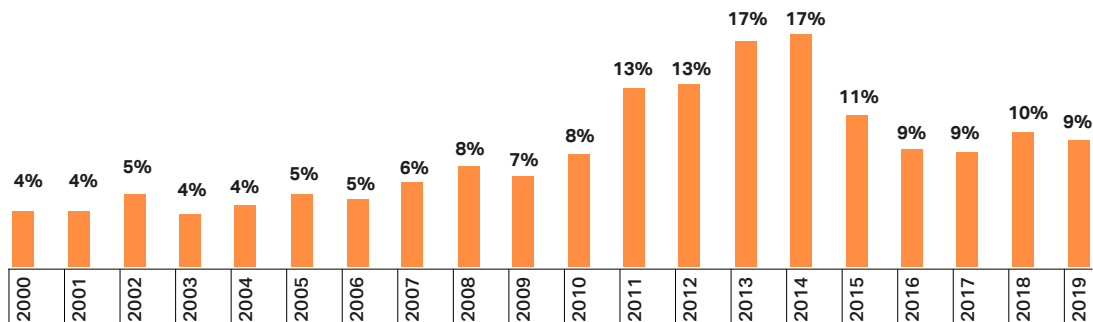
Gráfico 13



Fuente: elaboración propia con base en INDEC.

Argentina. Importación de combustibles y lubricantes sobre el total de importaciones, 2000-2019. (En porcentajes)

Gráfico 14



Fuente: elaboración propia con base en INDEC.

Como se señaló, la contracción de la producción y el aumento de la demanda interna de petróleo y gas impactaron fuertemente en el intercambio comercial, tanto por la caída de las exportaciones de crudo como, sobre todo, por el incremento de las importaciones de gas, las cuales mostraron un crecimiento anual acumulativo del 45,3% entre 2004 y 2014. Además, cabe recordar que la matriz de generación de energía eléctrica en Argentina siguió teniendo una base esencialmente térmica, lo cual implicó la importación de otros productos energéticos utilizados para reemplazar el gas natural para la generación eléctrica.

El pico de producción de gas natural en la Argentina se alcanzó en 2004, año en el cual se celebró un nuevo acuerdo con la República de Bolivia para la importación de este insumo —el último contrato había finalizado en 1999—, a partir del cual se pasaron a importar 2,2 millones de m³/día provenientes del país vecino³¹. Dicho convenio sería sucesivamente prorrogado con subsiguientes ampliaciones en los volúmenes acordados (Ceppi, 2010) y, en 2006, tras la nacionalización de los hidrocarburos dispuesta por el Gobierno de Evo Morales, se suscribió un nuevo contrato. Sin

³¹ En dicho acuerdo se fijó un volumen máximo de 4 millones de m³/día a un precio de USD 0,98 el MMBTU, a través del gasoducto Pocitos-Campo Durán.

embargo, el país vecino no siempre pudo cumplir con los volúmenes pautados, lo que colocó a la Argentina en una situación compleja dado el incremento de la demanda doméstica y los acuerdos de exportación de gas previamente pautados con Chile. De todas formas, la falta de gas natural en el mercado argentino hubiera sido sensiblemente más compleja si no se hubieran inyectado más de 15 millones de metros cúbicos por día promedio, provenientes de Bolivia entre los años 2010 y 2015.

Aun con las importaciones de gas natural provenientes de Bolivia, la caída de la producción a nivel local impidió que la Argentina pudiera abastecer su demanda interna, por lo que tuvo que recurrir a la importación de Gas Natural Licuado (GNL). Para ello, en 2008 se instaló, en la ciudad de Bahía Blanca, la primera terminal de importación de GNL, con una capacidad de inyección de 19,5 millones de m³/día. A ello le siguió, en 2011, un segundo buque regasificador en el puerto de Escobar, con una capacidad máxima de inyección de 17 Mm³/día. De esta forma, las compras de gas natural a Bolivia y de GNL explicaron un incremento en las importaciones del 36% anual acumulativo que lograron alcanzar un volumen récord en 2014. Estas representaron el 25% de la oferta total de gas natural y el 17% de las importaciones totales del país.

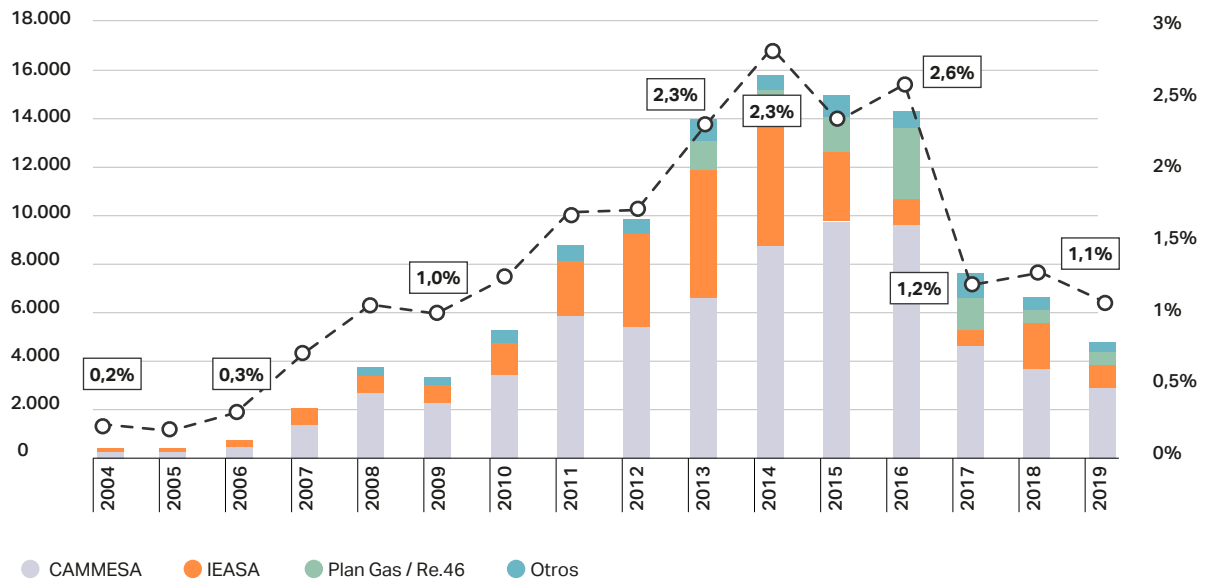
Cabe señalar que el creciente peso de las importaciones energéticas en la balanza comercial no se debió únicamente a la mayor cantidad demandada de gas natural y otros combustibles líquidos, sino también al incremento de su precio internacional. En efecto, paralelamente al incremento en las cantidades importadas, entre los años 2007 y 2014 se produjo un incremento del 105% en los precios de importación de los combustibles y lubricantes. No obstante, la modificación de las políticas dirigidas al sector energético desde el 2012 y, en particular, la instrumentación del Plan Gas a comienzos del siguiente año, permitieron una recuperación de la producción local de gas natural y una disminución progresiva en los volúmenes importados. Este proceso, sumado a la retracción que experimentaron los precios internacionales de los productos energéticos desde mediados del 2014, posibilitó una sensible retracción de las importaciones energéticas en los siguientes años.

La trayectoria seguida por la producción local de hidrocarburos durante la posconvertibilidad no solo se tradujo en una agudización sensible de la restricción externa, sino también en una carga creciente en términos fiscales a partir de tres factores: 1) un costo de generación de energía eléctrica sensiblemente más elevado que el transferido a las tarifas finales abonadas por los usuarios; 2) el descalce entre los costos de importación de los hidrocarburos y los precios vigentes en el mercado local; y 3) la instrumentación de programas de estímulo a la producción de gas natural.

De esta manera, el monto de subsidios destinados al sector energético se incrementó desde el 0,2% del PBI en 2004 al 2,8% en 2014 (Gráfico N° 15). Si bien la mayor parte de los subsidios tuvo, como destino, a la empresa que administra el mercado mayorista de energía eléctrica (CAMMESA) —cuyo objetivo era sostener las tarifas eléctricas casi sin modificación—, los que más crecieron en términos proporcionales fueron los subsidios orientados a compensar el diferencial de precios entre el gas importado y el precio interno. Es por ello que, a pesar de detentar la mayor parte de los subsidios energéticos, la participación de CAMMESA se mantuvo relativamente estable, en tanto que se registró una creciente participación de los subsidios destinados a las importaciones de gas natural canalizadas a través de ENARSA. Asimismo, en el Gráfico N° 15, se puede observar cómo a partir del año 2013 se incrementa la participación de subsidios destinados a los programas estímulo a la producción, el denominado Plan Gas.

Argentina. Subsidios al sector energético y porcentaje sobre el PBI. (En MUSD y porcentajes)

Gráfico 15



Fuente: elaboración propia con base en ASAP.

De todas formas, se debe destacar que, si bien la instrumentación del Plan Gas implicó una transferencia de ingresos directa a la oferta e indirecta a la demanda, ello supuso un ahorro fiscal para el Estado nacional, dado que el valor medio del gas efectivo —es decir, contando los subsidios— se encontraba aún por debajo de los precios de importación. Además de computar un ahorro fiscal, ello también implicó un ahorro de divisas, lo cual era de particular importancia en el marco del creciente deterioro de las cuentas externas³².

La contracción de la producción hidrocarburífera fue un elemento central para explicar tanto la restricción externa como el deterioro fiscal, cuestiones que terminaron impactando de manera negativa en las tasas de crecimiento registradas por la economía argentina durante la década pasada.

En síntesis, la contracción de la producción hidrocarburífera fue un elemento central para explicar tanto la restricción externa como el deterioro fiscal, cuestiones que terminaron impactando de manera negativa en las tasas de crecimiento registradas por la economía argentina durante la década pasada. Es por ello que la política hidrocarburífera se ha convertido en una cuestión de primer orden en términos macroeconómicos; de allí que resulte imperioso instrumentar políticas públicas que potencien los niveles de inversión en el sector.

La producción hidrocarburífera en los últimos años



³² El sostenimiento del nivel del declino que verificó la producción gasífera entre 2009 y 2012 hubiera implicado importaciones adicionales por, aproximadamente, 11.000 MUSD, en el período comprendido entre los años 2013 y 2017. Las valuaciones de dichas importaciones estuvieron a un costo promedio de 15 USD/MMBTU.

La producción hidrocarburífera en los últimos años: su potencialidad en el largo plazo

La producción hidrocarburífera a lo largo de los últimos años estuvo profundamente afectada por el impacto de la pandemia del COVID-19, proceso que se verificó tanto a nivel local como internacional. Las medidas de restricción a la movilidad establecidas en los inicios de la pandemia produjeron una sensible contracción en la demanda de combustibles a nivel internacional, proceso que se tradujo en una abrupta caída en los precios del petróleo desde fines de marzo de 2020.

La recuperación progresiva de la demanda en un contexto de sensibles recortes en la producción de crudo por parte de la OPEP ampliada³³ condujo a una recomposición paulatina de los niveles de producción y de los precios internacionales de los hidrocarburos. Estos últimos, recién en el mes de marzo de 2021, retornarían a los valores prevalecientes con anterioridad a la pandemia —enero de 2020— (Gráfico N°16).

Sin embargo, más allá de las modificaciones de carácter coyuntural, en el mercado de hidrocarburos a nivel internacional comenzaron a delinearse modificaciones que podrían devenir en estructurales, producto de la contracción de la producción en los Estados Unidos y la consolidación de la OPEP ampliada como un factor central en la determinación de los niveles de oferta de hidrocarburos a nivel internacional.

En este sentido, las restricciones establecidas por la OPEP ampliada —avaladas y apoyadas por los Estados Unidos durante 2020— condujeron a una restricción en los niveles de producción y, con ello, a una relativamente rápida recuperación de los precios internacionales del crudo que se ubicaron, desde mediados de 2021, en niveles más elevados que los verificados con anterioridad a la pandemia. La lenta recuperación de la oferta de crudo por parte de los Estados Unidos fue central en este proceso, más aún cuando la depresión de los precios internacionales de los hidrocarburos, desde mediados de 2014, se explicó, en buena medida, por la irrupción de volúmenes incrementales de producción de *shale oil* en dicho país.

Evolución del precio del Brent, 2019-2021. (En USD/bbl)

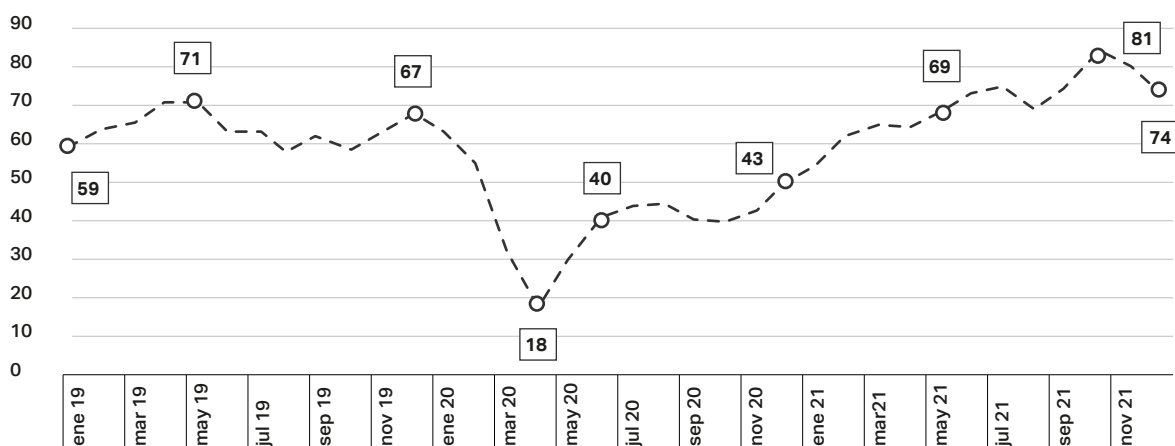


Gráfico 16

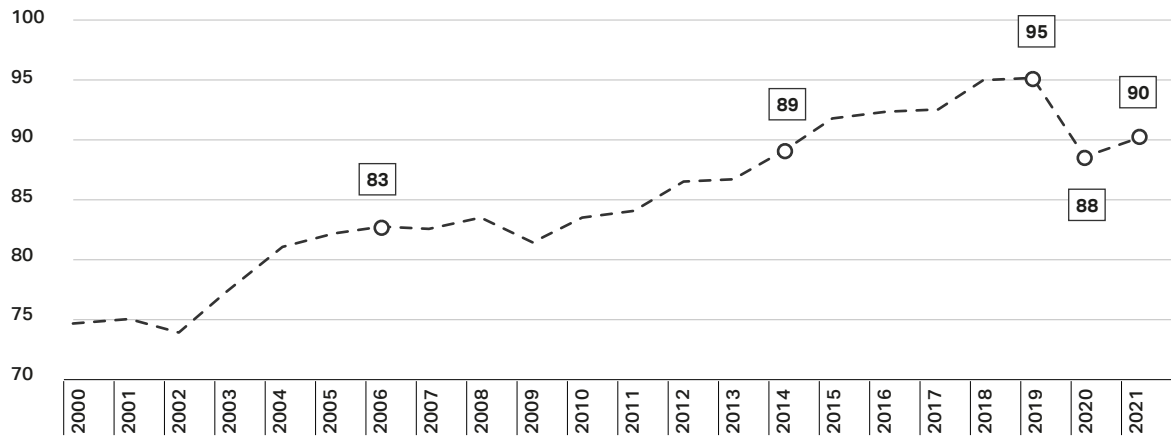
Fuente: elaboración propia con base en EIA.

³³ Como consecuencia de la fuerte contracción que experimentaron los precios del petróleo desde mediados de 2014, en 2016 se constituyó la OPEP ampliada, que surge de la alianza entre los tradicionales países de la OPEP y Rusia más un conjunto de países que, desde mediados de la década de 1990, habían comenzado a fijar estrategias comunes en términos del abastecimiento del mercado internacional. Estos países son: México, Kazajistán, Azerbaiyán, Baréin, Brunéi, Malasia, Omán, Sudán y Sudán del Sur.

La producción hidrocarburífera en los últimos años

Gráfico 17

Total global. Evolución de la producción de petróleo, 2000-2021 (En mbb/día)



Fuente: elaboración propia con base en BP y EIA.

De consolidarse una recuperación en la demanda internacional de crudo y mantenerse una lenta recomposición de la producción de crudo en los Estados Unidos, los precios internacionales de los hidrocarburos estarán determinados, en buena medida, por la política que instrumente la OPEP, ampliada en términos de producción. Esto supone una modificación sustantiva respecto a la operación del mercado internacional de hidrocarburos en las últimas décadas, dado que, desde inicios de la década de 1980, las decisiones de producción de los principales países productores no tenían un impacto sensible a nivel internacional. Se debe destacar que, si se mantiene la alianza entre Arabia Saudita y Rusia en términos de los volúmenes de producción hidrocarburífera, esta reconfigurará el mercado a lo largo de las próximas décadas; más aún en un contexto en donde la producción hidrocarburífera en los países desarrollados seguramente será crecientemente penalizada en el marco de la transición energética.

En el plano local, las restricciones a la movilidad también determinaron una sensible contracción en la utilización de combustibles, proceso que derivó —ante la inexistencia de una elevada capacidad de almacenamiento— en una contracción sustantiva en los niveles de procesamiento de las refinerías locales. Las refinerías bajaron su nivel de carga por debajo de los 200 kbb/d en los períodos de mayores restricciones a la movilidad y procesaron, en promedio y durante 2020, 417 kbb/D, un 12% menos que durante 2019. El nivel de procesamiento de las refinerías recién comenzó a recuperarse significativamente a mediados de 2021, ante la recuperación de la demanda doméstica de combustibles.

Esta contracción en los niveles de procesamiento de crudo por parte del parque refinador local fue acompañado, en una primera instancia, por una abrupta contracción de la producción de petróleo ante la imposibilidad de colocar los excedentes en un mercado internacional deprimido, tanto en términos de precios como de cantidades. Una vez que se empezó a recomponer la demanda internacional, se incrementaron los volúmenes de exportación de petróleo, que pasaron de 66 kbb/d en 2019 a 77 kbb/d durante 2020.

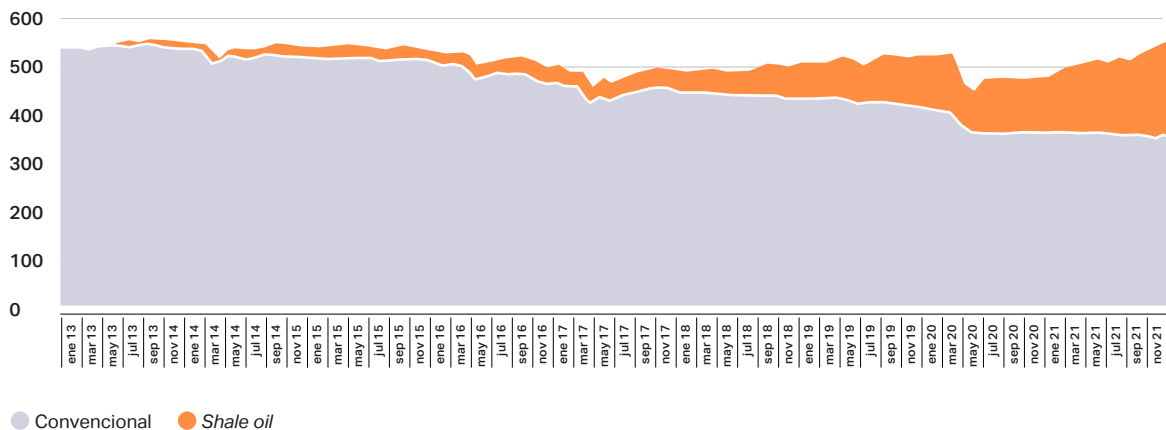
La producción comenzó a recuperarse progresivamente a lo largo del 2020, en el marco de la instrumentación de un precio sostén a la producción de petróleo de 45 USD/bbl, tendiente a evitar el cierre masivo de producción ante un precio internacional extraordinariamente deprimido. El denominado “barril criollo” mantuvo su vigencia hasta el mes de agosto de 2020, cuando la cotización internacional superó el precio sostén establecido. Desde ese momento, se comenzó a verificar un creciente desacople entre el valor del crudo en el mercado local respecto al vigente en el mercado internacional, proceso que, de todas formas, no se tradujo en una abrupta contracción de la producción. Por el

contrario, la producción de crudo se expandió sensiblemente a lo largo de 2021 y alcanzó, a finales de dicho año, el nivel de producción más elevado de los últimos ocho. Sin embargo, esta expansión de la producción de petróleo no fue homogénea entre las distintas cuencas productivas. En efecto, se observó un declino generalizado de la producción convencional, que registró una contracción del 15% en los niveles de producción entre diciembre de 2021 e idéntico período del año 2019, en tanto que se verificó un crecimiento muy significativo de la producción de *shale oil*, que aumentó un 86% en idéntico período. Por lo tanto, la expansión de la producción de petróleo en los últimos años se explica por el crecimiento de *shale oil*, que permitió más que compensar el declino de la producción convencional (Gráfico N° 18).

En el caso de la producción de gas natural, la trayectoria durante 2021 también fue sensiblemente expansiva, producto de la instrumentación del Plan Gas. A finales de 2020, dicho programa de incentivos consistió en la contractualización a cuatro años de volúmenes de gas natural, tendientes al abastecimiento de distribuidoras y usinas de generación de energía eléctrica por un volumen de, aproximadamente, 70 MM3/D, a un valor de 3,5 USD/MMBTU. Esto supuso una sensible recomposición en los precios locales del gas natural respecto al sendero descendente que habían experimentado desde mediados de 2019 y que habían determinado una contracción sustantiva en los niveles de inversión, y, con ello, de los niveles de producción, que se redujeron en un 12% entre julio de 2020 e idéntico período de 2019.

Argentina. Evolución de la producción de petróleo por tipo, enero 2013 - diciembre 2021. (En kbbl/día)

Gráfico 18



Nota: (1) Incluye gasolina estabilizada.

Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía de la Nación.

Al igual que en el caso del petróleo, la recuperación de la producción de gas natural se logró a través de la expansión de la producción no convencional, que permitió compensar el declino de los yacimientos convencionales. Como se puede observar en el Gráfico N°19, la recuperación de la producción de gas natural fue muy significativa a lo largo de 2021 y fue explicada enteramente por la expansión de la producción no convencional.

La producción no convencional alcanzó una creciente relevancia sobre la producción total a lo largo de los últimos años. En diciembre de 2021, la producción de *shale oil* explicaba el 36,4% de la producción total de petróleo, en tanto que, en el caso del gas natural, la producción de *shale* y *tight* daba cuenta del 52% de la producción de gas natural. De esta forma, el desarrollo de la producción no convencional a lo largo de la última década convirtió al yacimiento de Vaca Muerta en un componente central en el abastecimiento de hidrocarburos para el mercado interno, a la vez que plantea la posibilidad de expandir sensiblemente los niveles de producción orientados a la provisión

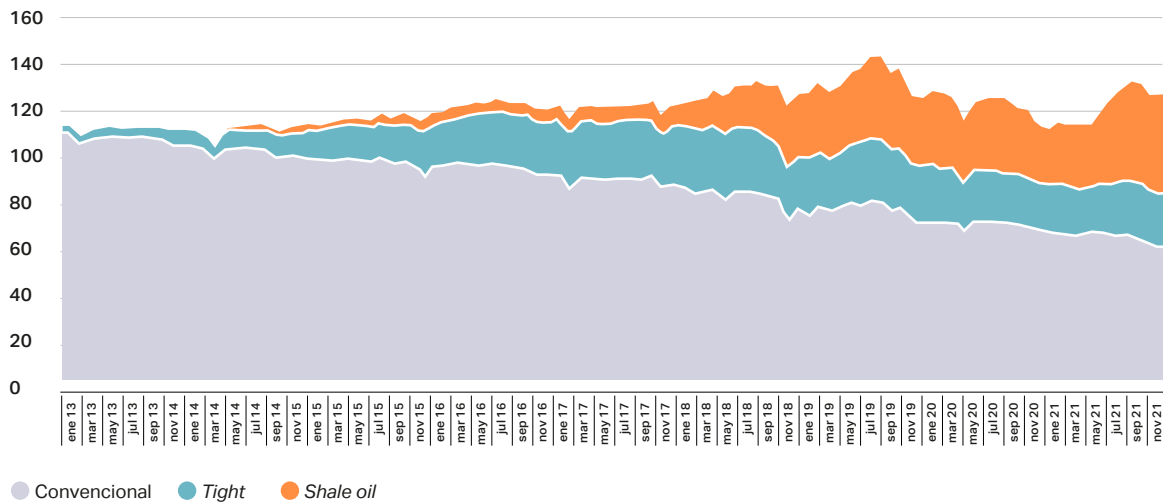
del mercado mundial. En este sentido, la dotación de recursos no convencionales que dispone la Argentina modificó drásticamente las perspectivas de la producción hidrocarburífera en nuestro país.

La producción no convencional alcanzó una creciente relevancia sobre la producción total a lo largo de los últimos años. En diciembre de 2021, la producción de *shale oil* explicaba el 36,4% de la producción total de petróleo, en tanto que, en el caso del gas natural, la producción de *shale* y *tight* daba cuenta del 52% de la producción de gas natural.

Entre 2012 y 2019, las inversiones en la producción no convencional, dirigidas a la perforación de pozos, a la construcción de plantas de tratamiento e instalaciones y al desarrollo de infraestructura de transporte, superaron los 24.000 millones de dólares. Si bien en sus comienzos el desarrollo de Vaca Muerta estuvo direccionado centralmente a la producción de petróleo, a partir de 2017 se observó un sensible impulso a la producción de *shale gas*, que pasó a superar al petróleo en relevancia (Gráfico N° 20)³⁴.

Argentina. Evolución de la producción de gas natural por tipo, enero 2013-diciembre 2021. (En MMm3/día)

Gráfico 19



Fuente: elaboración propia con base en SEN.

A su vez, la ampliación de la infraestructura para evacuar la producción incremental y el avance en la curva de aprendizaje posibilitaron una sensible disminución en los costos de desarrollo, los cuales se encuentran a niveles relativamente competitivos respecto a la producción no convencional en los Estados Unidos. En efecto, la reducción de los costos de desarrollo en la producción no convencional queda en evidencia al evaluar los costos en el yacimiento Loma Campana, en donde pasaron de 33,5 USD/BOE en 2015 a un promedio de 9 USD/BOE a partir de 2019.

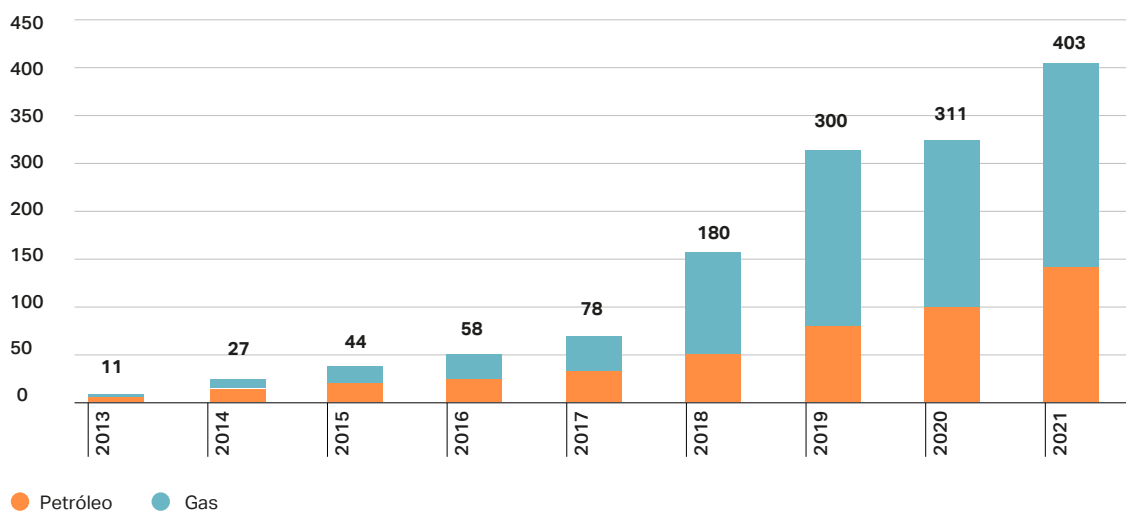
³⁴ Cabe aclarar que, si bien la formación Vaca Muerta posee cuatro ventanas de generación de hidrocarburos —que van desde mayor contenido de gas seco (dry gas) en el oeste al petróleo liviano hacia el oriente (*black oil*)—, a diferencia de lo que sucede con buena parte de la producción no convencional en los Estados Unidos, el petróleo que se obtiene en la cuenca neuquina tiene un muy bajo contenido de gas asociado.

El desarrollo de la producción no convencional en la Argentina y las mejoras de productividad alcanzadas no pueden explicarse sin el rol llevado adelante por parte de YPF tras su estatización en el 2012.

El desarrollo de la producción no convencional en la Argentina y las mejoras de productividad alcanzadas no pueden explicarse sin el rol llevado adelante por parte de YPF tras su estatización en el 2012. En este sentido, sin el aumento de los niveles de inversión por parte de la principal compañía hidrocarburífera de nuestro país, difícilmente se hubiera alcanzado el desarrollo actual que exhibe la formación. Las asociaciones llevadas adelante por YPF con distintas firmas internacionales, en particular Chevron³⁵, fueron determinantes para avanzar en el proceso de aprendizaje que terminó derramando hacia otros operadores del sector³⁶.

Argentina. Producción de petróleo y gas en Vaca Muerta, 2013-2020. (kboe/día)

Gráfico 20



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía de la Nación.

Los recursos de Vaca Muerta posicionan a la Argentina en el segundo lugar en gas natural y en el cuarto en petróleo, y en reservorios no convencionales a nivel mundial. En el caso del *shale gas*, se estima que la formación neuquina tiene recursos recuperables que equivalen a dos siglos de consumo interno, en tanto se estiman recursos por unos 16 mil millones de barriles de *shale oil*, equivalentes a, aproximadamente, un siglo de abastecimiento interno —sin contar otros recursos no convencionales ni los convencionales— (EIA, 2013).

³⁵ En septiembre de 2012, YPF y Chevron firmaron un memorándum de entendimiento para iniciar negociaciones sobre la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos en Vaca Muerta. En diciembre del mismo año, se llegó a un acuerdo para la explotación del yacimiento, con una inversión inicial de USD 1.200 millones.

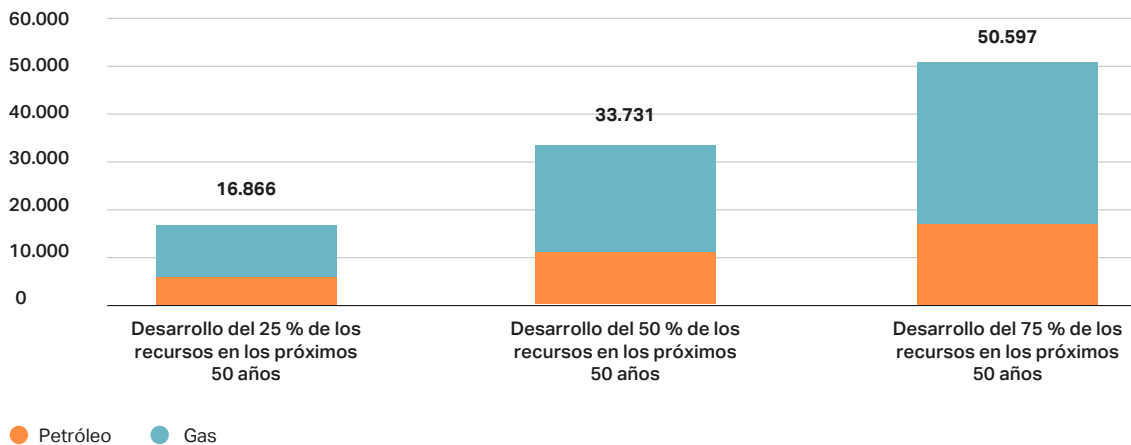
³⁶ Los principales desarrollos en *shale oil* se produjeron en los yacimientos Loma Campana —acuerdo YPF/Chevron—, La Amarga Chica —*joint venture* YPF/Petronas— y, más recientemente, en Bandurria Sur. Por su parte, la producción de *shale gas* se concentró en las áreas El Orejano —*joint venture* YPF/Dow— Fortín de Piedra —Tecpetrol—, Aguada Pichana —Total— y Rincón del Mangrullo —YPF/Pampa—. Además de Tecpetrol y Total, otras firmas privadas que explotan áreas con importantes niveles de recursos no convencionales son PAE, Pluspetrol, CGC y Wintershall-DEA.

Los recursos de Vaca Muerta posicionan a la Argentina en el segundo lugar en gas natural y en el cuarto en petróleo y en reservorios no convencionales a nivel mundial. En el caso del *shale gas*, se estima que la formación neuquina tiene recursos recuperables que equivalen a dos siglos de consumo interno, en tanto se estiman recursos por unos 16 mil millones de barriles de *shale oil*, equivalentes a, aproximadamente, un siglo de abastecimiento interno.

La magnitud y las características de los recursos no convencionales hacen que, por primera vez en su historia, la Argentina tenga la posibilidad de expandir sensiblemente su producción y, así, alcanzar un volumen significativo de exportaciones, tanto de petróleo como de gas natural, sin que esto interfiera con el abastecimiento futuro del mercado local. Para tener una idea de la magnitud del potencial de Vaca Muerta, basta señalar que el desarrollo del 50% de los recursos de la formación permitiría un volumen de exportaciones incremental superior a los 33.000 millones de dólares anuales durante el próximo medio siglo (Gráfico N° 21). Es decir, la potencialidad de la producción hidrocarburífera permitiría consolidar una nueva plataforma de exportación similar a dos complejos sojeros.

Argentina Exportaciones hidrocarburíferas potenciales ante distintos escenarios de desarrollo de Vaca Muerta ⁽¹⁾. (En MUSD/año⁽²⁾)

Gráfico 21



Nota: (1) Se consideró un Brent a 70 USD/BBL y un valor del gas natural para exportación de 7 USD/MMBTU; (2) se consideró un plazo de cinco décadas para el desarrollo de los recursos no convencionales.

Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía de la Nación y EIA.

Por lo tanto, el volumen de recursos disponibles en Vaca Muerta quiebra la tradicional dicotomía entre abastecimiento del mercado local y externo que caracterizó al sector hidrocarburífero argentino desde su constitución en las primeras décadas del siglo pasado. Sin embargo, el proceso de transición energética iniciado a nivel internacional supone la necesidad de brindar las condiciones regulatorias necesarias para posibilitar un salto sustantivo en los niveles de inversión, a fin de aprovechar dicho volumen de recursos antes de que la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética internacional pierda relevancia. En síntesis, se requiere de un conjunto de políticas públicas que permitan aprovechar la ventana de oportunidad histórica que suponen los recursos no convencionales. Ello implicaría una contribución fundamental tanto para la superación de la restricción externa que enfrentó la economía argentina en las últimas décadas, así como para el financiamiento del proceso de transición energética que, necesariamente, deberá llevar adelante nuestro país en lo que resta del siglo.

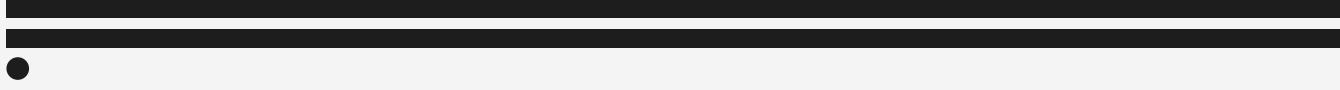
El desarrollo masivo de la producción no convencional en la Argentina requiere, como lo indica la historia reciente, de una YPF potente para liderar el proceso. Sin embargo, dado el volumen de los recursos requeridos, se necesita también incrementar sustantivamente la inversión privada, a fin de alcanzar un salto sustantivo en los niveles de producción. En este sentido, la conformación de un nuevo marco regulatorio que establezca mecanismos taxativos en la determinación de los precios de los combustibles en el mercado local, así como las condiciones que regularán la exportación de los excedentes, resultarán determinantes para la dinamización de los niveles de inversión.

Esto no implica que el Estado Argentino no regule a través, por ejemplo, de retenciones móviles, el precio de los hidrocarburos en el mercado local a fin de proteger a los consumidores locales de las sensibles oscilaciones que se verifican en el mercado internacional. La inmensa mayoría de los países productores de petróleo poseen distintos mecanismos de apropiar la renta generada en la industria hidrocarburífera y desacoplar los precios locales de los combustibles de los vigentes en el mercado internacional.

Sin embargo, la Argentina no apropia rentas significativas a nivel internacional, ya que, a diferencia de lo que acontece en la producción agropecuaria, no se encuentra entre los productores más eficientes a escala internacional. Esto supone una restricción para alcanzar un desacople sensible en los precios domésticos de la energía sin que esto implique una reducción en los niveles de inversión en el sector. El país compite con otras cuencas productivas a nivel mundial a fin de atraer inversiones que dinamicen su producción. Dada su relativamente reducida competitividad internacional, se hace necesario mantener un nivel de precios locales relativamente alineado con los vigentes en el mercado internacional, al menos, en el corto y mediano plazo.

Un abaratamiento sostenible de los hidrocarburos en el mercado local solo podrá alcanzarse una vez que se logre un salto sustantivo en los niveles de producción que permita una disminución en los costos de producción unitarios. Las estrategias cortoplacistas orientadas a abaratar el valor de los hidrocarburos en el mercado local se traducen, más tarde o más temprano, en una reducción de los niveles de inversión, una retracción de la producción y, con ello, en un aumento en el nivel de importaciones que agudiza la restricción externa, que afecta a la Argentina a la vez que obliga al Estado nacional a hacer frente, con recursos fiscales, a los mayores costos de los productos importados.

Referencias



- Abeles, M. (1999). El proceso de privatizaciones en la Argentina de los noventa. ¿Reforma estructural o consolidación hegemónica? *Época. Revista Argentina de Economía Política*, 1(1), 95–114.
- Arceo, N., y Wainer, A. (2017). Términos de intercambio y sector energético. Su impacto sobre la restricción externa de la economía argentina. *Términos de Intercambio y Sector Energético. Su Impacto Sobre La Restricción Externa de La Economía Argentina*.
- Azpiazu, D., y Basualdo, E. (2004). Las privatizaciones en la Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales. In J. Petras y H. Veltmeyer (Eds.), *Las privatizaciones y la desnacionalización en América Latina*. Prometeo.
- Barrera, M. (2014). *La entrega de YPF. Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Cara o Ceca.
- Braun, O., y Joy, L. (1981). Un modelo de estancamiento económico – un estudio de caso sobre la economía argentina. *Desarrollo Económico*, 20(80), 585–604.
- Cantamutto, F. J., y Wainer, A. (2013). *Economía política de la convertibilidad. Disputa de intereses y cambio de régimen*. Capital Intelectual.
- Ceppi, Natalia. (2010). La temática energética en las relaciones entre Argentina y Bolivia: acuerdos y contrariedades por el gas natural. *Revista Foro Internacional*, 1(199) enero-marzo, 2010. El Colegio de México.
- Diamand, M. (1973). *Doctrinas Económicas, Desarrollo e Independencia. Economía para las Estructuras Productivas Desequilibradas: Caso Argentino*. Paidós.
- Gadano, N. (2007). *Historia del Petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón*. Editorial Edhasa.
- Guadagni, A. (1985). *Energía para el crecimiento*. El Cronista Comercial.
- Guadagni, A. (2012, April). YPF y el autoabastecimiento de hidrocarburos en Argentina. *Real Instituto Elcano*. http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/energia/ari34-2012
- Kozulj, R. (2015). *El sector energético argentino. Un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Universidad Nacional de Río Negro.
- Kozulj, R. (2002). *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*. <http://hdl.handle.net/11362/6406>
- Montamat, D. (2016). *Energía. De rehén del corto plazo a estrategia de desarrollo*. Editorial El Ateneo.
- Silenzi de Stagni, A. (1978). *Soberanía y petróleo: YPF y los contratos de explotación de petróleo*. Editorial Centro de Estudios General Mosconi.
- Wainer, A. (2021). *¿Por qué siempre faltan dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI* (A. Wainer (ed.)). Siglo XXI editores.

Acerca de los autores y la autora

Nicolás Arceo

Investigador asociado de Fundar.

Doctor en Ciencias Sociales por la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO). Director de la Consultora Economía y Energía. Anteriormente desempeñó tareas como Investigador del Área de Economía y Tecnología de FLACSO e investigador de carrera del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

Lara Bersten

Doctora de la Universidad de Buenos Aires. Consultora senior de Economía y Energía. Docente de la Universidad de Buenos Aires y exinvestigadora de la Universidad de Buenos Aires – CONICET.

Andrés Wainer

Investigador del CONICET y del Área de Economía y Tecnología de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO). Doctor en Ciencias Sociales por FLACSO. Docente de grado y posgrado en la Universidad de Buenos Aires, la Universidad Nacional de San Martín y FLACSO Argentina.

Corrección: Luciana Garbarino

Coordinación editorial: Gonzalo Fernández Rozas

Diseño: Jimena Zeitune y Micaela Nanni

En Fundar creemos que el lenguaje es un territorio de disputa política y cultural. Por ello, recomendamos y sugerimos a nuestros autores y autoras que tengan en cuenta algunos recursos para evitar sesgos excluyentes en el discurso. No imponemos ningún uso en particular ni establecemos ninguna actitud normativa. Entendemos que el lenguaje inclusivo es una forma de ampliar el repertorio lingüístico, es decir una herramienta para que cada persona encuentre la forma más adecuada de expresar sus ideas.

Modo de citar

Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés (2022). La evolución del sector de hidrocarburos. *Potencialidades de la matriz energética argentina*. Buenos Aires: Fundar.

Disponible en <https://www.fundar.ar>

