

La potencialidad del sector hidrocarburífero en la Argentina

CEPH

Julio 2023

Resumen ejecutivo

El sector hidrocarburífero desempeñó históricamente un papel sumamente relevante en la economía argentina, producto centralmente de su incidencia tanto en términos fiscales como externos. Desde finales del siglo pasado el deterioro de la producción hidrocarburífera condujo a una disminución progresiva del superávit comercial sectorial, producto de la disminución progresiva de las exportaciones y, posteriormente, como consecuencia del aumento de las importaciones requeridas para abastecer la expansión de la demanda local. A su vez, la retracción en la producción hidrocarburífera no se tradujo sólo en una agudización de la restricción externa, sino también en una carga creciente en términos fiscales producto del incremento en el costo de abastecimiento y la imposibilidad de trasladarlo plenamente a la demanda local.

La trayectoria contractiva de la producción hidrocarburífera en nuestro país desde finales del siglo pasado se explica centralmente por el desacople persistente de los precios locales respecto a los vigentes en el mercado internacional. De todas formas, la recomposición progresiva de los precios percibidos por los productores a lo largo de la última década, permitieron una expansión de los niveles de producción.

En este sentido, la instrumentación del Plan Gas, y las medidas de incentivo posteriormente adoptadas, permitieron revertir el declino que presentaba la producción doméstica de gas natural y, con ello, disminuir progresivamente los volúmenes importados desde mediados de la década pasada. A su vez, el aumento del precio del crudo en el mercado local, respecto a lo acontecido durante la primera década del siglo, permitió sostener un significativo proceso de inversión, que permitió avanzar en la curva de aprendizaje de la producción no convencional. El desarrollo del shale oil permitió, en una primera instancia, disminuir la tasa de declino de la producción y, a partir de 2017, asistir a una recomposición significativa en los niveles de producción.

La trayectoria expansiva de la producción no convencional, tanto de petróleo como de gas natural, no se puede explicar sin considerar el persistente proceso de inversión en el desarrollo de los yacimientos, que permitió avanzar en la curva de aprendizaje, desarrollar plantas de tratamiento, instalaciones de superficie y ampliar la infraestructura de transporte. A lo largo de la última década, se invirtió en los yacimientos no convencionales más de 35.000 MUSD,

convirtiendo a la formación Vaca Muerta en un componente central del abastecimiento de la demanda local de hidrocarburos.

Cabe destacar, que la magnitud de los recursos no convencionales disponibles plantea la posibilidad no sólo de abastecer el mercado local sino también de expandir sensiblemente las exportaciones a lo largo de las próximas décadas. Este proceso permitiría eliminar o, al menos, morigerar la restricción externa que presentó la economía argentina a lo largo de las últimas décadas. Por primera vez en su historia, nuestro país dispone de los recursos para expandir sensiblemente sus niveles de producción y, con ello, alcanzar un volumen significativo de exportaciones, tanto de petróleo como de gas natural, sin que esto implique un riesgo para el abastecimiento futuro del mercado local.

Sin embargo, el contexto internacional signado por la transición energética configura una ventana de oportunidad acotada para el desarrollo pleno de nuestros recursos. En efecto, la transición energética desplegada a nivel internacional supone claramente el desafío de desarrollar nuestros recursos hidrocarburíferos antes de que se reduzca la demanda de combustibles fósiles, pero también una oportunidad. La disminución en la utilización de carbón en la matriz energética global seguramente generará un aumento en la demanda de gas natural a nivel mundial, ya que este último posee un nivel de emisiones sensiblemente más reducido que el carbón, de allí su papel como “combustible de transición”.

En este marco, la dinamización de la producción hidrocarburífera 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.

El pleno aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos requiere de una sustantiva modificación del marco regulatorio, que rigió al sector a lo largo de las últimas décadas, a fin de potenciar los niveles de inversión y alcanzar el pleno aprovechamiento de los recursos.

Dicho marco regulatorio requiere, en primer término, el establecimiento de mecanismos taxativos de determinación de los precios locales de los hidrocarburos, así como de sus valores de paridad de exportación, garantizando la alineación de los mismos con los vigentes en el mercado mundial. La producción hidrocarburífera Argentina compite con otras cuencas productivas a nivel internacional, determinando la necesidad de mantener niveles de rentabilidad similares, a fin de atraer inversiones a nivel internacional.

Por su parte, en el caso del precio de los combustibles en surtidor, dada la necesidad creciente de importación de productos terminados que seguramente se verificará a lo largo de los próximos años, se requerirá de un nivel de precios alineado con los precios de paridad de importación a fin de garantizar el pleno abastecimiento de la demanda local. Por otro lado, los crecientes excedentes de crudo que generará la producción hidrocarburífera a lo largo de los próximos años requerirá de la apertura de nuevos mercados y, para ello, es central la conformación de contratos de suministro de largo plazo, una vez garantizado el abastecimiento del mercado local.

En el caso del gas natural, el abastecimiento de la demanda doméstica durante lo que resta de la década se encuentra parcialmente garantizado por la instrumentación del Plan Gas.Ar. El abastecimiento pleno de la demanda local requiere del cumplimiento de los plazos y formas de pago establecidos en el mencionado programa, así como de la realización de licitaciones adicionales a fin de garantizar el abastecimiento pleno de la demanda local. Se debe señalar, que el crecimiento de la demanda local de gas natural a lo largo de los próximos años, así como de la capacidad de evacuación de gas natural desde la cuenca neuquina, requerirá de la realización de nuevas licitaciones en el marco del Plan Gas.AR.

A su vez, la expansión de las exportaciones de gas natural, tanto hacia los mercados regionales como para la conformación de plantas de licuefacción, requiere de la conformación de un marco regulatorio específico que garantice, entre otras medidas, el no redireccionamiento de la producción, la posibilidad de exportar en condición firme en contratos de largo plazo y otorgue estabilidad fiscal, así como beneficios fiscales que permitan enfrentar un escenario internacional fuertemente competitivo.

Por último, a lo largo de la última década las restricciones existentes en el acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) supuso una traba significativa al aumento en el nivel de inversiones en el sector, producto de las sensibles restricciones que experimentó la distribución de dividendos, así como a las dificultades experimentadas para el pago de deuda, tanto comercial como financiera, por parte de las compañías en el exterior. En efecto, las restricciones en el acceso al mercado único y libre de cambios (MULC) fueron determinantes en la disminución de la inversión extranjera directa (IED), así como del financiamiento externo, en el sector hidrocarburífero. En este sentido, el acceso al MULC para la adquisición de equipamiento, el repago de deuda y la distribución de utilidades es una condición básica para alcanzar un salto

sustantivo en los niveles de inversión. Si bien el ordenamiento macroeconómico puede permitir el restablecimiento del acceso al MULC, dada la trayectoria experimentada por la economía argentina en la última década, se requiere de la instrumentación de medidas que garanticen el acceso a divisas a lo largo de los próximos años, más allá del contexto macroeconómico vigente. La posibilidad de liquidar sólo parcialmente las divisas generadas por las exportaciones hidrocarburíferas en el mercado local puede constituirse en un instrumento potente para dinamizar las inversiones en el sector.

La libre disponibilidad de divisas no sólo permitirá la distribución de utilidades y el pago de la deuda financiera sino también la realización de importaciones críticas, como equipos de fractura y perforación, que hoy se encuentran limitados por la actual coyuntura cambiaria.

La profunda modificación que requiere el entorno regulatorio requeriría de la sanción de una nueva Ley de promoción y regulación al sector hidrocarburífero, que brinde certezas para la inversión en un horizonte de largo plazo. A la vez, que se deberían sancionar leyes específicas para la promoción de las exportaciones de GNL y para el desarrollo de la industria petroquímica.

En el presente trabajo, se desarrollan distintos escenarios de evolución de la demanda energética doméstica, así como de un escenario de expansión de la oferta de hidrocarburos que toma como supuesto central una modificación drástica del entorno regulatorio, que permite una expansión sustantiva de las inversiones en el sector. Como se observará a lo largo del trabajo, la modificación de las condiciones regulatorias le permitiría a nuestro país alcanzar una producción de petróleo de más de 1.450 kbbl/d a finales de la presente década, en tanto la producción de gas natural podría superar los 240 MMm³/d. Dicho crecimiento de la producción permitiría la conformación de una balanza comercial sectorial estructuralmente positiva y cercana a los 25.000 MUSD, revirtiendo el déficit que presentó a lo largo de la última década.

La no modificación del entorno regulatorio, si bien no implicaría una contracción en la producción del sector, tal como aconteció en las primeras décadas del presente siglo, supondría una expansión sustancialmente menor, alcanzando la balanza comercial sectorial un superávit de tan sólo 5.100 MUSD.

Por lo tanto, la modificación del entorno regulatorio permitiría potenciar las inversiones del sector a lo largo de los próximos años y, con ello, los niveles de producción y exportación de hidrocarburos, generando exportaciones netas adicionales por aproximadamente 20.000 MUSD. Sin embargo, dicha expansión no se agota en el sector externo, sino que también tiene

profundos efectos en términos fiscales, tanto a nivel nacional como provincial, así como en términos de empleo en las provincias productoras de hidrocarburos.

Potencialidad del sector hidrocarburífero en la Argentina

Índice

Introducción	9
1. Sección I: La demanda internacional de hidrocarburos en el marco de la transición energética.....	17
2. Sección II: la evolución del sector hidrocarburífero en la última década. Perspectivas y potencialidades.	21
2.1. La trayectoria de la producción hidrocarburífera Argentina en la última década.....	21
2.2. La relevancia del sector energético en la economía argentina.....	31
3. Sección III. Proyección de la demanda doméstica de hidrocarburos hasta 2040.	55
3.1. Estado de la demanda energética doméstica en Argentina.	55
3.2. Escenarios de demanda energética a 2030.....	66
3.2.1. Escenario Tendencial.....	67
3.2.2. Escenario transición lenta	69
3.2.3. Escenario Transición acelerada	71
3.3. Formulación de supuestos y resultados de los escenarios de transición energética	73
3.3.1. Petróleo y combustibles líquidos	73
3.3.2. Gas Natural.....	77
3.3.3. Energía eléctrica	82
3.4. Resultado de la matriz energética a 2030 en diferentes escenarios de transición	86
3.4.1. Matriz energética secundaria.....	86
3.4.2. Matriz de generación eléctrica.....	89
4. Sección IV. Proyección de la oferta doméstica de hidrocarburos hasta 2030.	91
4.1. Escenario Objetivo	92
4.2. Escenario tendencial	107
4.3. Escenario Expansivo	110
5. Sección V: Impacto del sector hidrocarburífero en la economía argentina.....	112
5.1. ESCENARIO A (Demanda: Transición lenta – Oferta: Objetivo)	112
5.2. ESCENARIO B: (Demanda: Tendencial – Oferta: Tendencial).....	120
5.3. ESCENARIO C: (Demanda: Transición Acelerada – Oferta: Expansiva)	125
ANEXOS	128
ANEXO I. Potencialidad de la producción hidrocarburífera offshore.	128

ANEXO II. La demanda internacional de hidrocarburos en el marco de la transición energética. 134

A2.1 Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA)..... 136

A2.2 BP 142

A2.3 Agencia Internacional de Energía (IEA)..... 146

A2.4 Tendencias hacia 2050..... 148

Introducción

El sector hidrocarburífero desempeñó históricamente un papel sumamente relevante en la economía Argentina, producto centralmente de su incidencia tanto en términos fiscales como externos. Desde su constitución en las primeras décadas del siglo pasado el desarrollo del sector fue determinante, en distintos períodos históricos, para mitigar la restricción externa de carácter estructural que signó a la economía Argentina a lo largo de prácticamente la totalidad del último siglo. En efecto, el aumento de la producción local de hidrocarburos fue central en diversos períodos históricos para reducir las importaciones, fundamentalmente de petróleo y combustibles terminados, a fin de morigerar la restricción externa.

Desde fines del siglo pasado, el deterioro de la producción hidrocarburífera condujo a una disminución progresiva del superávit comercial sectorial que se había verificado a lo largo de la última década del siglo pasado, producto de la disminución progresiva de las exportaciones y, posteriormente, como consecuencia del aumento de las importaciones requeridas para abastecer la expansión de la demanda local.

El deterioro del balance comercial energético se agudizó a fines de la primera década del presente siglo, producto del aumento de las importaciones de gas natural, así como de los elevados precios de los productos energéticos registrados en aquellos años en el mercado mundial. Si bien la vulnerabilidad externa que presentó la economía argentina excede el intercambio comercial energético, el déficit incurrido en este sector fue un factor central en la potenciación de esa debilidad de carácter estructural.

A su vez, la retracción en la producción hidrocarburífera no se tradujo sólo en una agudización de la restricción externa, sino también en una carga creciente en términos fiscales producto del incremento en el costo de abastecimiento y la imposibilidad de trasladarlo plenamente a la demanda local. De esta forma, los subsidios a la energía pasaron a representar en promedio 1,9 puntos porcentuales del PIB (Producto Bruto Interno) a lo largo de la última década, explicando una porción significativa del déficit fiscal de carácter estructural que evidenció la economía Argentina.

La trayectoria contractiva de la producción hidrocarburífera en nuestro país desde finales del siglo pasado se explica en buena medida por el desacople persistente de los precios locales respecto a los vigentes en el mercado internacional, pero también por el agotamiento progresivo de los recursos de origen convencional. En este sentido, el inicio del desarrollo de la

producción no convencional hace más de una década, conjuntamente con la mejora en los precios percibidos por los productores locales, fueron determinantes en la modificación de la trayectoria de la producción hidrocarburífera. En particular, la instrumentación del Plan Gas fue central para revertir el declino que presentaba la producción doméstica de gas natural y, con ello, disminuir progresivamente los volúmenes importados desde mediados de la década pasada. A su vez, el avance en la curva de aprendizaje en la producción de shale oil, como consecuencia del sostenido proceso de inversión, permitió en una primera instancia disminuir la tasa de declino de la producción y, a partir de 2017, asistir a una recomposición significativa de la producción de petróleo en nuestro país.

La trayectoria expansiva de la producción no convencional se basó en un persistente proceso de inversión en el desarrollo de los yacimientos, que permitió avanzar en la curva de aprendizaje y desarrollar plantas de tratamiento e instalaciones de superficie, así como ampliar la infraestructura de transporte. A lo largo de la última década, se invirtió en los yacimientos no convencionales más de 35.000 MUSD. Dicho proceso de inversión convirtió a la formación Vaca Muerta en un componente central para el abastecimiento de la demanda local de hidrocarburos. A la vez, que permitió una progresiva expansión de las exportaciones hidrocarburíferas, que el pasado año superaron los 4.000 MUSD.

El desarrollo de la producción no convencional plantea la posibilidad de expandir sensiblemente los niveles de producción y, con ello, de las exportaciones a lo largo de las próximas décadas. Este proceso que permitiría eliminar o, al menos, morigerar la restricción externa que presentó la economía Argentina a lo largo de las últimas décadas. Más aún, en un contexto internacional que configura una ventana de oportunidad para el desarrollo de la producción hidrocarburífera. En efecto, la transición energética desplegada a nivel internacional supone claramente un desafío para desarrollar nuestros recursos hidrocarburíferos antes de que se reduzca la demanda de combustibles fósiles, pero también una oportunidad. La disminución en la utilización de carbón en la matriz energética global seguramente generará un aumento en la demanda de gas natural a nivel mundial, ya que este último posee un nivel de emisiones sensiblemente más reducido¹ que el carbón, de allí su papel como “combustible de transición”.

¹ 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. A la vez, que el mayor rendimiento térmico de los ciclos combinados a gas natural respecto a las turbinas de vapor que utilizan carbón incrementan aún más estas diferencias.

A la vez, que el elevado 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 hidrocarburíferos, al menos, en el corto y mediano plazo. Esto supone, al menos, el sostenimiento de la demanda mundial de hidrocarburos durante las próximas décadas, configurando una ventana de oportunidad para el desarrollo pleno de la producción hidrocarburífera en nuestro país.

El volumen de los recursos hidrocarburíferos que dispone nuestro país implica un quiebre respecto a la tradicional dicotomía verificada a lo largo de la historia argentina entre el abastecimiento del mercado local y el mercado de exportación. Por primera vez en su historia, Argentina dispone de los recursos para expandir sensiblemente sus niveles de producción y, con ello, alcanzar un volumen significativo de exportaciones, tanto de petróleo como de gas natural, sin que esto implique un riesgo para el abastecimiento futuro del mercado local.

La expansión de la producción hidrocarburífera generaría saldos exportables que permitirían, al menos, morigerar la restricción externa que enfrentó nuestra economía a lo largo de las últimas décadas. No obstante, el aprovechamiento de nuestros recursos hidrocarburíferos 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.

En este contexto, la dinamización de la producción hidrocarburífera 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 los próximos años a medida que se amplíe la capacidad de evacuación desde la cuenca neuquina y se aceleren las inversiones de desarrollo de los yacimientos. 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 plantas licuefactoras de exportación. Se debe señalar que el volumen de recursos gasíferos no convencionales disponibles en la Argentina 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.

A lo largo del presente trabajo se desarrollan distintos escenarios a fin de mostrar la potencialidad que posee la producción hidrocarburífera de nuestro país. Así como, de las políticas públicas que requeriría el sector para alcanzar un salto sustantivo en los niveles de inversión. En este sentido, se debe destacar que el aprovechamiento pleno de los recursos hidrocarburíferos que dispone nuestro país sólo se podrá alcanzar ante una modificación sustantiva del marco regulatorio que enfrentó el sector a lo largo de las últimas décadas.

El aumento de los niveles de inversión en el upstream, así como para el desarrollo de infraestructura, requieren de la conformación de un nuevo marco regulatorio que brinde certezas a la inversión en el largo plazo. Para ello, no sólo se requiere de la sanción de un nuevo esquema regulatorio, sino además que sea refrendado por amplias mayorías a fin de garantizar la ruptura con una política energética de carácter pendular que caracterizó a nuestro país en las últimas décadas.

Se debe destacar, que las proyecciones realizadas en el presente trabajo suponen la modificación del actual marco regulatorio, con excepción del escenario de oferta tendencial. En dicho escenario, el mantenimiento del actual marco regulatorio no implica, sin embargo, una contracción de la producción en el sector, tal como aconteció en las primeras décadas del presente siglo. La elevada competitividad de la producción no convencional plantea la posibilidad de sostener una trayectoria expansiva de la producción hidrocarburífera, aún en un contexto regulatorio que no permite potenciar los niveles de inversión en el sector. Sin embargo, en este escenario la tasa de expansión de la producción hidrocarburífera es notoriamente inferior a la que podría alcanzar nuestro país tras la conformación de un nuevo marco regulatorio que permita potenciar los niveles de inversión.

La conformación de un nuevo marco regulatorio y, con ello, alcanzar el pleno desarrollo de los recursos hidrocarburíferos que dispone nuestro país, requiere modificar aspectos centrales del marco regulatorio actual de manera de remover las restricciones que enfrentó la inversión en el sector a lo largo de las últimas décadas.

Dicho marco regulatorio requiere, en primer término, el establecimiento de mecanismos taxativos de determinación de los precios locales de los hidrocarburos, así como de sus valores de paridad de exportación, garantizando la alineación de los mismos con los vigentes en el mercado mundial. La producción hidrocarburífera Argentina compite con otras cuencas productivas a nivel internacional, determinando la necesidad de mantener niveles de

rentabilidad similares, a fin de atraer inversiones. Por lo tanto, el aumento de la inversión en el sector hidrocarburífero local requiere de un nivel de derechos de exportación que viabilicen la competitividad de la producción doméstica en el plano internacional. En este sentido, se requiere de un nivel de alícuotas, tanto en gas natural como en petróleo, similares a las actuales, ya que el aumento de las mismas supondría una pérdida de competitividad para la producción local que seguramente se traduciría en una disminución de las inversiones en el sector.

Por su parte, en el caso del precio de los combustibles en surtidor, dada la necesidad creciente de importación de productos terminados que seguramente se verificará a lo largo de los próximos años, se requerirá de un nivel de precios alineado con los precios de paridad de importación a fin de garantizar el pleno abastecimiento de la demanda local.

A su vez, los crecientes excedentes de crudo que generará la producción hidrocarburífera a lo largo de los próximos años en nuestro país requerirán de la apertura de nuevos mercados y, para ello, es central la conformación de contratos de suministro de largo plazo, una vez garantizado el abastecimiento del mercado local. La expansión de las exportaciones de crudo requiere de la contractualización de mediano y largo plazo de las ventas externas a fin de garantizar la apertura de mercados y la disminución de los descuentos verificados a las exportaciones de petróleo en los últimos años.

En el caso del gas natural, el abastecimiento de la demanda doméstica durante lo que resta de la década se encuentra parcialmente garantizado por la instrumentación del Plan Gas.Ar. El abastecimiento pleno de la demanda local requiere del cumplimiento de los plazos y formas de pago establecidos en el mencionado programa, así como de la realización de licitaciones adicionales a fin de garantizar el abastecimiento pleno de la demanda local. Se debe señalar, que el crecimiento de la demanda local de gas natural a lo largo de los próximos años, así como de la capacidad de evacuación de gas natural desde la cuenca neuquina, requerirá de la realización de nuevas licitaciones en el marco del Plan Gas.AR.

A su vez, la expansión de las exportaciones de gas natural, tanto hacia los mercados regionales como para la conformación de plantas de licuefacción, requiere de la conformación de un marco regulatorio específico que garantice, entre otras medidas, el no redireccionamiento de la producción y la posibilidad de exportar en condición firme en contratos de largo plazo. En este sentido, se debe señalar que la instalación de plantas licuefactoras de exportación de GNL requerirá además el otorgamiento de beneficios impositivos a fin de equiparar la rentabilidad

de las plantas locales respecto a las localizadas en otras cuencas productivas a nivel internacional². Así mismo, dado el extenso período de amortización de las plantas licuefactoras, para su construcción se necesita de una garantía de estabilidad fiscal tanto a nivel nacional, como provincial y municipal por un plazo de, al menos, 30 años. Por otro lado, será determinante la existencia de un mecanismo de resolución de controversias entre el Estado Nacional y los potenciales desarrolladores a través del arbitraje internacional.

Se debe destacar, que el desarrollo de plantas licuefactoras de GNL en nuestro país deberá enfrentar un escenario internacional fuertemente competitivo, producto de los numerosos proyectos en desarrollo a nivel mundial y, en particular, en los Estados Unidos.

Los proyectos de licuefacción en fase de desarrollo a nivel internacional y, en particular, en los Estados Unidos, acceden a un costo de financiamiento sensiblemente más reducido que el existente para nuestro país. Aún en el marco de un proceso de estabilización de la macroeconomía local, dada la trayectoria de la economía Argentina en las últimas décadas, los costos de financiamiento seguirán siendo más elevados, al menos, durante los próximos años. Por esta razón, el desarrollo de plantas licuefactoras requerirá, para alcanzar competitividad a nivel internacional, de la instrumentación de beneficios fiscales, así como de la garantía de sostenimiento de los mismos en el largo plazo.

En este mismo sentido, se requiere de proyectos de promoción específicos para potenciar el desarrollo de la industria petroquímica³, a fin de potenciar la generación de valor agregado a través de la industrialización de los vastos recursos hidrocarbúricos de los que dispone nuestro país.

A lo largo de la última década, las restricciones existentes en el acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) supuso una traba significativa al aumento en el nivel de inversiones en el sector, producto de las sensibles restricciones que experimentó la distribución de dividendos, así como a las dificultades experimentadas para el pago de deuda, tanto comercial como financiera, por parte de las compañías en el exterior. En efecto, las restricciones en el acceso al

² La Ley de promoción del GNL debería incluir beneficios impositivos que no fueron presentados en el proyecto de Ley recientemente enviado al Honorable Congreso de la Nación.

³ El desarrollo de la producción gasífera a lo largo de los próximos años requerirá del aumento en la capacidad de separación de líquidos del gas natural. A la vez, que abre la posibilidad de ampliar sensiblemente la capacidad de producción doméstica de fertilizantes, entre otros proyectos.

mercado único y libre de cambios (MULC) fueron determinantes en la disminución de la inversión extranjera directa (IED), así como del financiamiento externo, en el sector hidrocarburífero. En este sentido, el acceso al MULC para la adquisición de equipamiento, el repago de deuda y la distribución de utilidades es una condición básica para alcanzar un salto sustantivo en los niveles de inversión.

Si bien el ordenamiento macroeconómico puede permitir el restablecimiento del acceso al MULC, dada la trayectoria experimentada por la economía argentina en la última década, se requiere de la instrumentación de medidas que garanticen el acceso a divisas a lo largo de los próximos años, más allá del contexto macroeconómico vigente. La posibilidad de liquidar sólo parcialmente las divisas generadas por las exportaciones hidrocarburíferas en el mercado local puede constituirse en un instrumento potente para dinamizar las inversiones en el sector.

En este sentido, en una primera etapa, se debería dar cumplimiento al Decreto N°277⁴ de incentivo a la producción hidrocarburífera, para posteriormente incrementar progresivamente el porcentaje de libre disponibilidad de las exportaciones de hidrocarburos.

La libre disponibilidad de divisas no sólo permitirá la distribución de utilidades y el pago de la deuda financiera sino también la realización de importaciones críticas, como equipos de fractura y perforación, que hoy se encuentran limitados por la actual coyuntura cambiaria.

La profunda modificación que requiere el entorno regulatorio requeriría de la sanción de una nueva Ley de promoción y regulación al sector hidrocarburífero, que brinde certezas para la inversión en un horizonte de largo plazo. A la vez, que se deberían sancionar leyes específicas para la promoción de las exportaciones de GNL y para el desarrollo de la industria petroquímica.

En el presente trabajo, se desarrollan distintos escenarios de evolución de la demanda energética doméstica, así como de un escenario de expansión de la oferta de hidrocarburos que toma como supuesto central una modificación drástica del entorno regulatorio, que permite una expansión sustantiva de las inversiones en el sector. Como se observará a lo largo del trabajo, la modificación de las condiciones regulatorias le permitiría a nuestro país alcanzar una producción de petróleo de más de 1.450 kbbl/d a finales de la presente década, en tanto la producción de gas natural podría superar los 240 MMm3/d. Dicho crecimiento de la producción permitiría la

⁴ El Decreto N°277 fue publicado el 27 de mayo de 2022.

conformación de una balanza comercial sectorial estructuralmente positiva y cercana a los 25.000 MUSD, revirtiendo el déficit que presentó a lo largo de la última década.

La no modificación del entorno regulatorio, si bien no implicaría una contracción en la producción del sector, tal como aconteció en las primeras décadas del presente siglo, supondría una expansión sustancialmente menor, alcanzando la balanza comercial sectorial un superávit de tan sólo 5.100 MUSD.

Por lo tanto, la modificación del entorno regulatorio permitiría potenciar las inversiones del sector a lo largo de los próximos años y, con ello, de los niveles de producción y exportación de hidrocarburos, generando exportaciones netas adicionales por aproximadamente 20.000 MUSD. Sin embargo, dicha expansión no se agota en el sector externo, sino que también tiene profundos efectos en términos fiscales, tanto a nivel nacional como provincial, así como en términos de empleo en las provincias productoras de hidrocarburos.

En el presente trabajo, se desarrolla, en primer término, un análisis sucinto acerca de las distintas proyecciones existentes sobre la demanda de hidrocarburos en el mercado mundial a lo largo de las próximas décadas en el marco del proceso de transición energética. Cabe aclarar que en el Anexo II se presenta un análisis en mayor detalle acerca de las proyecciones de la demanda de hidrocarburos a nivel internacional.

En la segunda sección del trabajo, se evalúa la trayectoria de la producción hidrocarburífera en nuestro país en el pasado reciente a fin de identificar los factores limitantes sobre la inversión que tuvo el entorno regulatorio existente. Posteriormente, en la tercera y cuarta sección, se proyectan distintos escenarios de oferta y demanda de productos energéticos en la economía local, en función del crecimiento económico y de la aplicación de modificaciones sustantivas en el marco regulatorio del sector. La quinta sección del trabajo se destinó a cuantificar el impacto macroeconómico de cada uno de los escenarios desarrollados en las secciones precedentes.

Por último, se debe destacar que por el entorno temporal que se estableció para el presente trabajo (2030) no se incluye la potencialidad de la producción hidrocarburífera off shore, la cual seguramente tendrá un rol destacado y sumamente relevante a lo largo de la próxima década. En este sentido, en el primer anexo del trabajo se presenta la potencialidad que tendría la producción off shore durante la próxima década.

1. Sección I: La demanda internacional de hidrocarburos en el marco de la transición energética⁵.

Los 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. Esto ha determinado a nivel global la iniciación de procesos de transición energética, los cuales implican transformaciones de alto nivel de complejidad sobre los entramados económicos, productivos y sociales de los distintos países.

La transición energética seguramente se profundizará en los próximos años y tendrá relevantes implicancias para el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos en nuestro país. Por un lado, supone un desafío, ya que el aprovechamiento pleno de los recursos se deberá producir durante las próximas décadas dado el abandono progresivo que se verificará en la utilización de combustibles fósiles. Por otro, implica también una oportunidad: las características del gas natural, al ser un combustible con menor nivel de emisiones que el carbón y que permite compensar la intermitencia de las energías renovables, lo posicionan como un combustible central para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este contexto, se espera un aumento de la demanda de gas natural a lo largo de las próximas décadas y, en donde, Argentina podría ocupar un rol relevante como proveedor a nivel global.

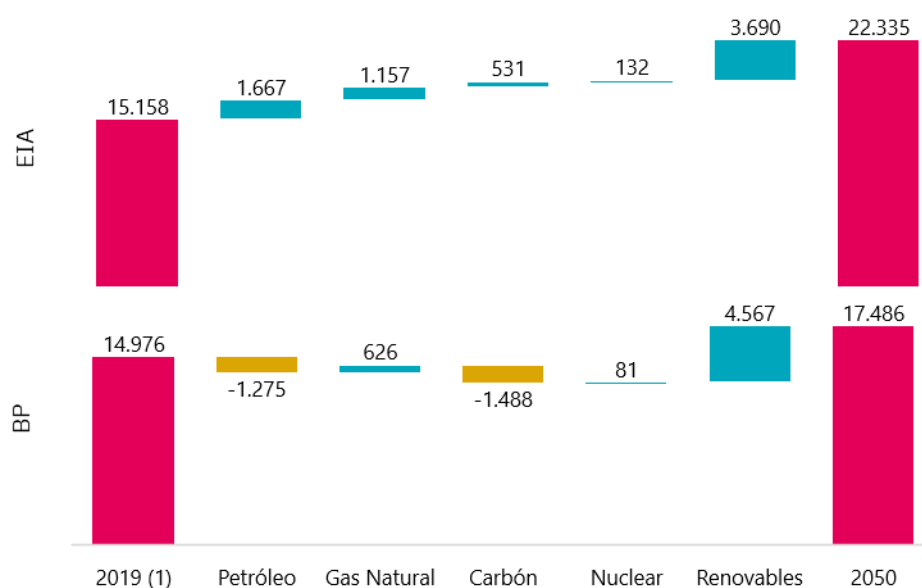
En este marco, resulta relevante evaluar las estimaciones disponibles acerca de la trayectoria que adoptará la demanda de hidrocarburos en las próximas décadas. Al evaluar las proyecciones que realizan agencias internacionales de energía y empresas —en particular, la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) en su Outlook 2021, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en su Outlook 2022 y BP (British Petroleum) en su Outlook 2023—, se identifican algunos puntos de coincidencia y otros de divergencia. En primer lugar, en sus escenarios prospectivos⁶ todas las agencias acuerdan respecto a que la demanda energética a nivel global seguirá creciendo en las próximas décadas, impulsada por el crecimiento de las economías asiáticas, en particular de China e India. No

⁵ En el anexo II del presente trabajo, se presentan las distintas proyecciones de demanda de combustibles fósiles a mediados del presente siglo elaboradas por Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y BP (British Petroleum).

⁶ Los escenarios prospectivos son aquellos que intentan evaluar el futuro en base a tendencias actuales bajo distintos contextos (decisiones gubernamentales, tendencias económicas y demográficas, costos y desarrollo de las tecnologías, precios de la energía, compromisos empresariales, factores comportamentales y sociales).

obstante, dado el proceso de transición energética iniciado a nivel global, se verificaría una modificación sustantiva en la composición de la oferta global. Por un lado, las energías renovables liderarán el crecimiento de la oferta energética a 2050, producto de la disminución en el costo de la tecnología y de la implementación de políticas públicas que las impulsen (Gráfico 1.1).

Gráfico 1.1. Incremento de la demanda primaria de energía por fuente, 2019-2050 (1).
(En millones de TEP)



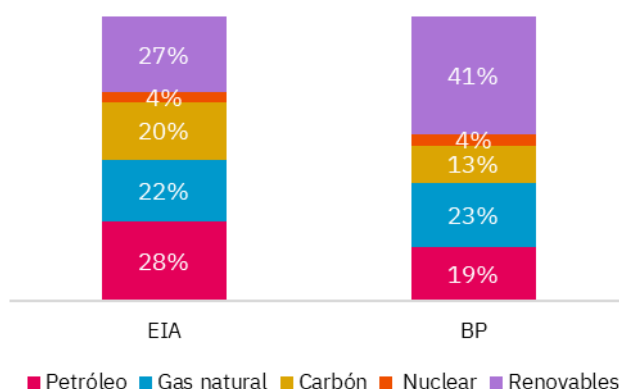
Nota: (1) En el caso de EIA, el año de inicio es el 2020. (2) La proyección de EIA corresponde a un su escenario de “Caso de Referencia”, con una tasa anual de crecimiento económico de 2,8% y un barril de crudo de USD 95 a 2050 (en dólares de 2020). La proyección de BP corresponde a su escenario “Nuevo Momento”, que capta la trayectoria actual del sistema energético. Fuente: elaboración propia en base a EIA y BP.

Por otro lado, en lo que refiere a la demanda de hidrocarburos, las agencias exhiben algunas divergencias en las proyecciones: mientras la EIA proyecta un incremento absoluto la demanda de todos los combustibles fósiles, BP estima una disminución en la demanda de crudo y de carbón, y un incremento en la demanda de gas natural (Gráfico 1.1). La IEA, por su parte, si bien en sus dos escenarios prospectivos proyecta una disminución significativa en el consumo de carbón, difiere en sus estimaciones para la demanda de petróleo y gas natural. En su Escenario de Políticas Establecidas (“STEPS”), que considera las proyecciones sector por sector de acuerdo con las tendencias en curso, prevé un incremento en la demanda de petróleo (+8%) y de gas

natural (+3,8%), pero en su Escenario de Compromisos Anunciados (“APS”), que asume que todos los objetivos aspiracionales anunciados por los gobiernos se cumplen a tiempo y en su totalidad, proyecta una significativa disminución en la demanda de ambos: -39,5% en el caso del petróleo y -36,8% del gas natural.

Independientemente de las diferencias, excepto en el escenario APS de IEA, todas las agencias coinciden en que los combustibles fósiles no representarán menos de un 60% de la demanda global energética hacia 2050 (70% según EIA, 55% según BP, 62% según la IEA en el escenario STEPS).

Gráfico 1.2. Composición de la matriz primaria en 2050 según proyecciones de EIA y BP (1).
(En porcentajes)



Nota: (1) La proyección de EIA corresponde a un su escenario de “Caso de Referencia”, con una tasa anual de crecimiento económico de 2,8% y un barril de crudo de USD 95 a 2050 (en dólares de 2020). La proyección de BP corresponde a su escenario “Nuevo Momento” que capta la trayectoria actual del sistema energético. Fuente: elaboración en base a EIA y BP.

En particular, las proyecciones de la EIA y BP posicionan al gas natural como el hidrocarburo de mayor persistencia en las próximas décadas, con más de un 20% de incidencia en la matriz energética global en 2050 (Gráfico 1.2). El incremento en la relevancia del gas natural en la matriz energética se produciría ante la necesidad de reducir las emisiones provenientes del carbón y en la medida de que no haya avances significativos en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía, el gas natural seguirá siendo la alternativa con menor nivel de emisión, más competitiva y que otorga mayor seguridad de suministro al sistema energético global. Debe señalarse, sin embargo, que ambas agencias enfatizan que este rol estará

condicionado por la velocidad que adopte la transición, así como del costo futuro que alcance el gas natural en los mercados internacionales.

En el corto y mediano plazo la guerra en Ucrania supuso la necesidad por parte de la Comunidad Económica Europea (CEE) de independizarse del abastecimiento de gas natural desde la Federación Rusa⁷. Con este objetivo puso en marcha un ambicioso programa tendiente a disminuir progresivamente las compras de gas natural provenientes de Rusia y eliminarlas totalmente a partir de 2027, a través del incremento de las importaciones de GNL y mediante una mayor utilización de otras fuentes de energía. Esta expansión en la demanda global de GNL implicará, además del sostenimiento de elevados precios para el gas natural en el mercado internacional durante los próximos años, una brecha global entre oferta y demanda de GNL que probablemente incentive nuevas inversiones en proyectos de explotación de gas natural y en el desarrollo de plantas de licuefacción.

En suma, si bien existe una confluencia en los pronósticos exploratorios de las diferentes agencias respecto a la persistencia de una participación considerable de los combustibles fósiles en la matriz energética global hacia 2050, con especial protagonismo del gas natural, la ventana de oportunidad para el desarrollo hidrocarburífero se acorta.

De todas formas, es relevante señalar, que la elevada dependencia del sector industrial a los combustibles fósiles y el impacto económico de las estrategias de descarbonización sobre dichas estructuras productivas, especialmente de los países en desarrollo, torna complejo un cambio brusco en las tendencias de la demanda de productos hidrocarburíferos en el corto y mediano plazo. No obstante, el conflicto en Ucrania supone un nuevo incentivo al aceleramiento en la descarbonización de la matriz energética global, cuyos impactos probablemente determinarán una menor demanda de combustibles fósiles en el largo plazo. Argentina dispone de una ventana de oportunidad para el aprovechamiento de sus combustibles fósiles relativamente acotada, de ahí la necesidad de conformar un nuevo entorno regulatorio que posibilite la expansión de la inversión en el sector a lo largo de los próximos años.

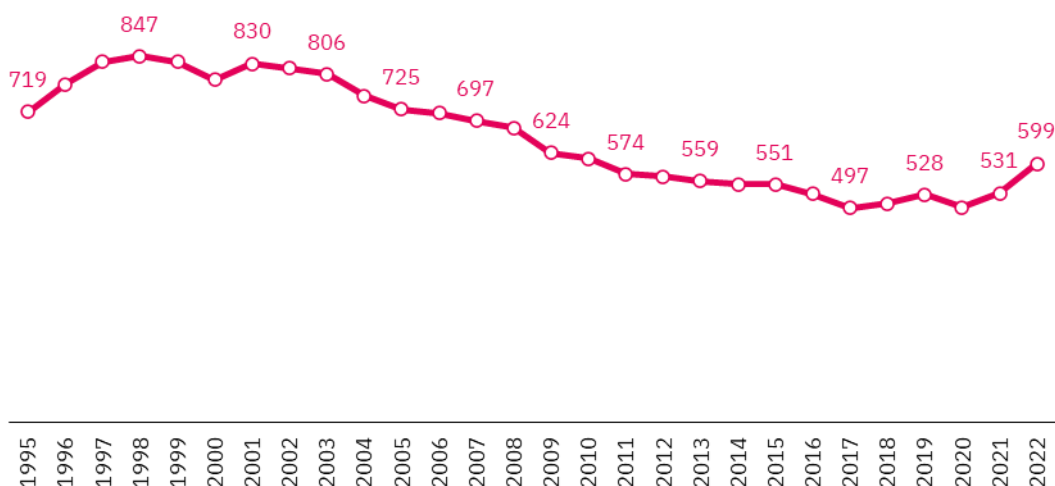
⁷ Las importaciones de gas natural de la CEE provenientes de Rusia alcanzaron los 458 MMm³/d en 2021 y explicaban el 34% del total del gas natural consumido, así como el 45% de las importaciones realizadas por gasoductos.

2. Sección II: la evolución del sector hidrocarburífero en la última década. Perspectivas y potencialidades.

2.1. La trayectoria de la producción hidrocarburífera Argentina en la última década.

La producción de petróleo evidenció una tendencia decreciente desde finales del siglo pasado, contrayéndose a una tasa anual acumulativa del 2,8% hasta 2017 (Gráfico 2.1). El persistente desacople del precio local de los hidrocarburos respecto a los vigentes en el mercado mundial⁸, que redujo los incentivos a invertir, y el progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales explican en buena medida esta tendencia.

Gráfico 2.1. Evolución de la producción de petróleo en la Argentina, 1995 - 2022.
(en KBBL/D)



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

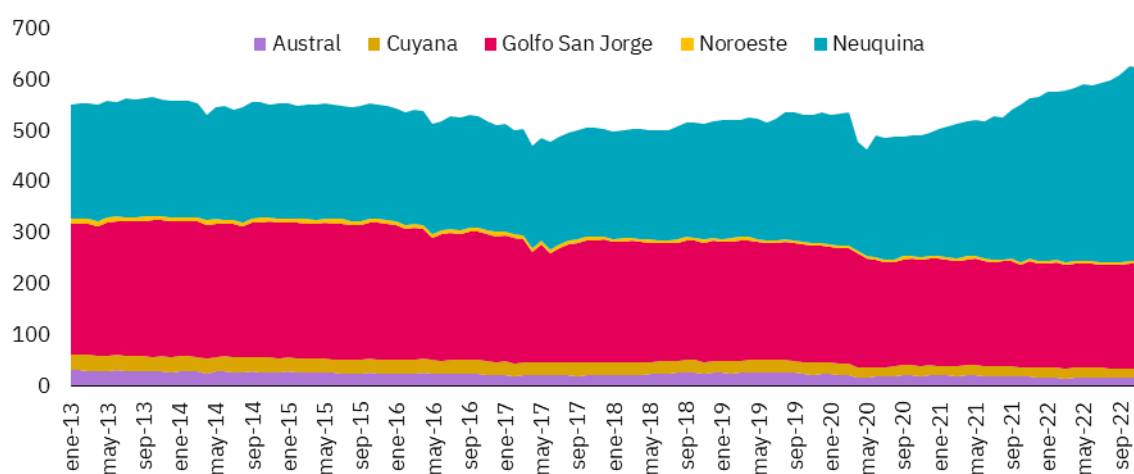
En los últimos años, no obstante, la recuperación progresiva de los precios del crudo en el mercado local e internacional y el avance en la curva de aprendizaje de la producción no convencional en la Argentina permitieron una expansión de la producción de crudo. En particular, desde 2017 la producción de petróleo se expandió a una tasa anual acumulativa del 3,6%, permitiendo alcanzar a fines de 2022 una producción de 629 kbbl/d, valor de todas formas un 35% inferior a los 847 kbbl/d de producción alcanzados en 1998.

Este aumento de la producción de crudo a lo largo de los últimos años se explica en su totalidad por la expansión de la producción no convencional, que creció a una tasa anual acumulativa del

⁸ El desacople del precio del crudo en el mercado local respecto al vigente en el mercado internacional supuso una transferencia de recursos a los consumidores superior a los 76.000 MUSD entre los años 2000 y 2022.

47,2% entre diciembre de 2022 e idéntico período de 2017. La expansión de la producción no convencional permitió compensar el declino que presentaron las restantes cuencas productivas, que redujeron su producción en 111 kbbl/d en dicho período (tasa anual acumulativa del -5,3%) (Gráfico 2.2).

Gráfico 2.2 Evolución de la producción de petróleo en la Argentina por cuenca y tipo de producción, 2013 - 2022.
(en KBBL/D)



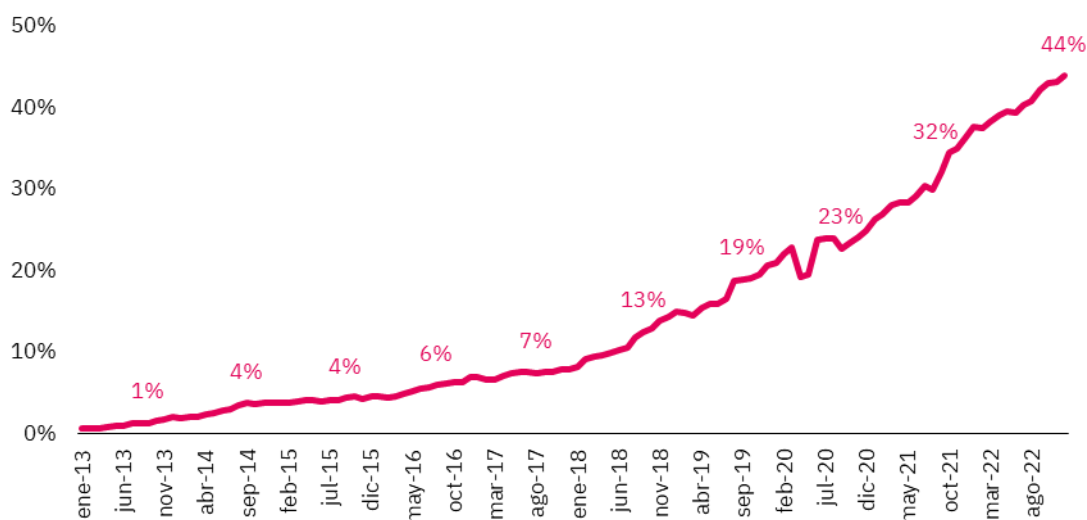
Fuente: elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

El aumento de la producción de shale oil permitió alcanzar una producción de 277 kbbl/d en diciembre de 2022, representando el 44% de la producción total de crudo del país (Gráfico 2.3). Este incremento progresivo en los niveles de producción estuvo asociado al avance en la curva de aprendizaje, pero también al sostenimiento de los niveles de inversión que permitieron un desarrollo progresivo de la formación Vaca Muerta. Cabe destacar, que entre los años 2013 y 2022 se invirtieron en la producción de petróleo no convencional en la cuenca neuquina alrededor de 13.000 MUSD (Gráfico 2.4).

Se debe señalar, que las inversiones en la producción de crudo no convencional se realizaron en un contexto, tanto local como internacional, sumamente volátil, lo que pone en evidencia la potencialidad que poseen dichos recursos. En este sentido, la contracción de los precios internacionales de los hidrocarburos verificada a mediados de la década pasada condujo a la adopción de un precio sostén para la producción de crudo en el mercado local durante los años 2015 y 2016 a fin de mantener los niveles de inversión. Por otra parte, la inestabilidad

macroeconómica que enfrentó la economía argentina desde comienzos de 2018 condujo a períodos de significativos desacoples entre el precio local del crudo y el vigente en el mercado internacional, reduciendo la rentabilidad relativa de la producción local respecto a otras cuencas productivas a nivel internacional.

Gráfico 2.3. Incidencia del shale oil en la producción total, 2013 - 2022.
(En porcentajes)



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

A su vez, las medidas de restricciones a la movilidad derivadas de la pandemia del COVID-19 supusieron una aguda contracción en la producción de crudo ante la abrupta disminución de la demanda local e internacional de combustibles líquidos y la falta de capacidad de almacenamiento. Esta contracción de la demanda condujo a una disminución abrupta en los niveles de procesamiento de las refinerías, tanto a nivel local como internacional.

En la Argentina, la producción de petróleo se redujo en un 9,4% interanual en el mes de abril de 2020, en el contexto de una caída estrepitosa de los precios del crudo en el mercado internacional⁹. En este contexto, se instrumentó un nuevo sostén al precio del crudo¹⁰ en el

⁹ En el mes de abril de 2020 la falta de capacidad de almacenaje a nivel internacional y la imposibilidad de reducir drásticamente la producción condujo a precios del crudo negativos.

¹⁰ Se instrumentó el denominado barril criollo que estableció las ventas en el mercado local con un piso de 45 USD/BBL. Dicho instrumento mantuvo su vigencia hasta el mes de agosto de 2020, cuando la cotización internacional superó el precio interno establecido.

mercado local que estuvo vigente hasta el mes de agosto de 2020, cuando comenzaron a recomponerse progresivamente los precios en el mercado internacional.

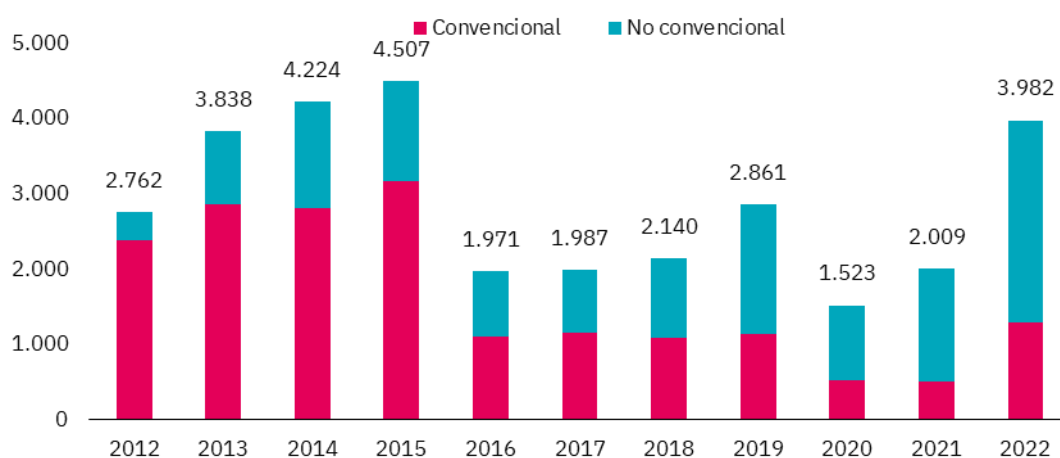
Desde mediados de 2020 se asistió a una expansión prácticamente ininterrumpida de la producción de crudo en nuestro país, que pasó de 488 Kbbbl/d en septiembre de dicho año a 610 kbbbl/d dos años después. Este crecimiento se explica enteramente por la expansión de la producción no convencional, que pasó de 111 kbbbl/d a 258 kbbbl/d entre las fechas mencionadas.

Se debe señalar que la expansión de la producción de crudo se verificó en el marco de un creciente desacople entre el valor del crudo en el mercado local respecto al vigente en el mercado internacional, proceso que sin embargo no se tradujo en una abrupta contracción en los niveles de inversión tal como aconteció en otros períodos históricos.

De todas formas, el desacople de precios y las restricciones en el acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) condicionaron la posibilidad de alcanzar un salto aún más sustantivo en los niveles inversión, en el contexto de una demanda internacional de productos hidrocarburíferos en rápido ascenso a nivel internacional.

En síntesis, la elevación de los precios en el mercado internacional desde finales de 2017 y su recuperación más acotada en el mercado local, en el marco de un contexto macroeconómico adverso, permitieron dinamizar la producción no convencional y revertir el declino que había experimentado la producción de petróleo desde fines de la década de 1990.

Gráfico 2.4. Inversión en la producción de petróleo según tipo de recurso, 2013 - 2022.
(en MUSD)

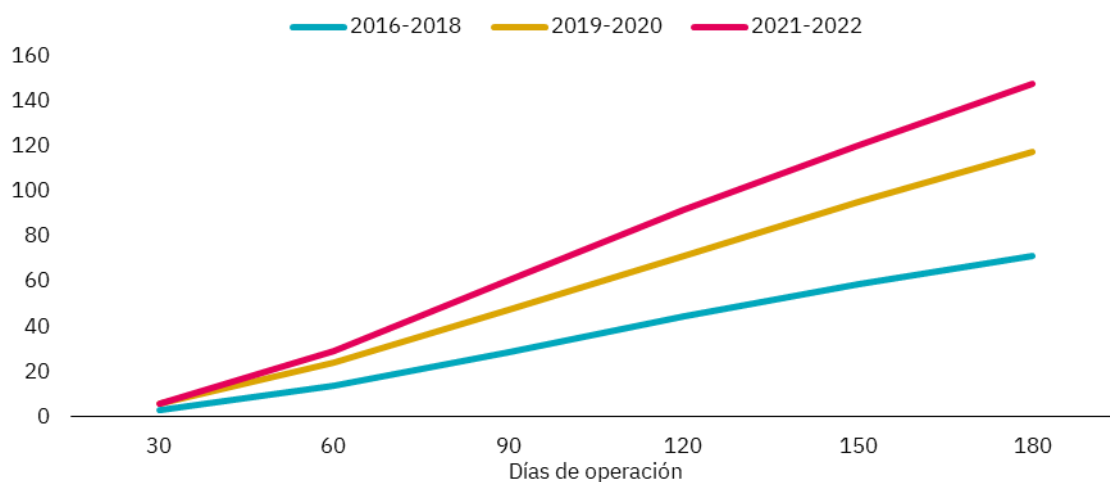


Nota: la información referente a 2022 es estimada en base a las Declaraciones Juradas de las empresas.
Fuente: elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

El aumento de la producción de petróleo, en particular la no convencional, se explica por el sostenimiento de los niveles de inversión, por el incremento de la productividad de los pozos y los menores costos asociados a su desarrollo. En particular, los pozos no convencionales verificaron un sensible incremento en su productividad a lo largo de los últimos años. Si consideramos la producción acumulada en los primeros 180 días se observa un aumento del 107% entre los pozos conectados entre 2016 y 2018 respecto a los conectados entre 2021 y 2022 (Gráfico 2.5).

El aumento en la producción acumulada de los pozos a lo largo de los últimos años estuvo estrechamente relacionado con el aumento en la cantidad de etapas de fracturas por pozo y con la longitud de la rama horizontal. La cantidad de fracturas en los pozos no convencionales en 2016 promediaba las 16,5, mientras que dicho valor se elevó hasta 40,4 fracturas por pozo durante 2022. A su vez, la longitud de rama horizontal pasó de un promedio de 1.343 metros en 2016 a 2.564 metros en 2022.

Gráfico 2.5. Producción acumulada de los pozos no convencionales de petróleo a los 180 días de producción, 2016 - 2022.
(en kbbl)



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

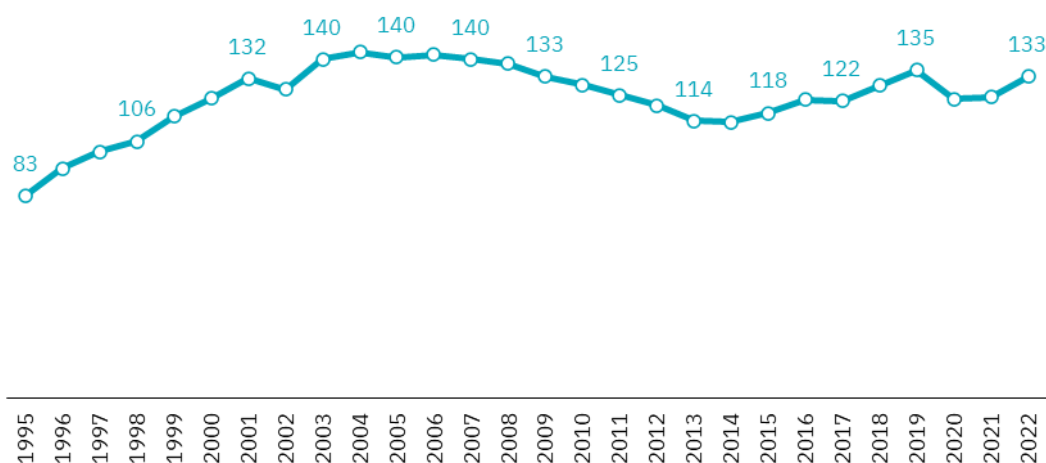
Por su parte, la producción de gas natural presentó una trayectoria similar a la verificada por la producción de crudo, aunque con ciertas diferencias. La contracción de la producción comenzó a verificarse a mediados de la primera década del presente siglo, proceso que condujo al

redireccionamiento de los volúmenes exportados de gas natural al abastecimiento del mercado local.

La disminución de la producción de gas natural estuvo asociada a la contracción que experimentaron los precios en el mercado local y la pesificación de los mismos tras el colapso del régimen de convertibilidad, así como al progresivo agotamiento de los reservorios convencionales, procesos que condujeron a una sensible contracción en los niveles de inversión.

La disminución de la producción de gas natural implicó la necesidad de importar volúmenes crecientes de gas natural, en una primera instancia desde Bolivia y posteriormente a través del establecimiento de dos plantas regasificadoras, a fin de garantizar el abastecimiento del mercado local sobre todo en el período invernal. A su vez, la insuficiencia en la oferta doméstica de gas natural condujo a la necesidad de importar combustibles líquidos destinados al abastecimiento del sector de generación de energía eléctrica, cuyo componente térmico verificó una sensible expansión.

Gráfico 2.6. Evolución de la producción de gas natural en Argentina, 1995 - 2022.
(en MMm3/d)



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

La reversión del declino de la producción de gas natural se logró a partir de 2013 con la instrumentación a fines del año anterior del denominado Plan Gas¹¹ y las medidas que se

¹¹ El Plan Gas contempló una duración de cinco años y tuvo 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 incentivo consistió en un mecanismo mediante el cual el Estado nacional otorgó a las empresas productoras una compensación equivalente a la diferencia entre 7,5 USD/MMBTU

adoptaron posteriormente. Dicho programa permitió recomponer el precio del gas natural percibido por los productores y, de esta forma, se logró una recuperación en los niveles de inversión en el sector. La producción de gas natural se expandió a una tasa anual acumulativa del 3,8% entre 2013 y 2022, tras declinar a una tasa del 2,1% anual entre los años 2004 y 2012 (Gráfico 2.6).

La mejora de los precios percibidos por los productores, en una primera instancia a través de la instrumentación del Plan Gas y, posteriormente, por la elevación de los precios abonados por la demanda y la instrumentación de la Resolución N°46¹² fueron centrales en la recuperación de la oferta doméstica y, con ello, en la reducción de los volúmenes de importación.

En los últimos años, la instrumentación del Plan Gas.AR a fines de 2020 permitió una sustantiva recuperación de la producción de gas natural, que se encontró en el período invernal de 2022 cerca de superar los máximos niveles de inyección alcanzados en 2019¹³. El nuevo programa basado en la conformación de contratos de largo plazo destinados al abastecimiento de la demanda prioritaria¹⁴ e indirectamente del segmento desregulado (industria y GNC) permitió revertir el declino que experimentaba la producción de gas natural desde mediados de 2019, como consecuencia de la reducción de los precios de este producto en el mercado local.

Sin embargo, la expansión de la producción de gas natural a lo largo de la última década no fue homogénea entre las distintas cuencas productivas: el crecimiento de la producción no se puede explicar sin la expansión de la producción en los yacimientos no convencionales (shale y tight

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 ajustó anualmente según una tasa de declino específica para cada empresa. Además, a través del Plan Gas II se incorporó un universo adicional de medianos y pequeños productores del sector cuya inyección promedio no superara los 3,5 MMm3/día, considerando una tasa de declino anual del 15% y determinando así un nivel denominado “inyección base ajustada”. Al igual que en el caso del Plan Gas I, se consideró el volumen de inyección excedente y en este caso se remuneró en función del incremento sobre la inyección base, según un esquema que establecía remuneraciones entre 4 USD/MMBTU y 7,5 USD/MMBTU de acuerdo con los volúmenes incrementales alcanzados.

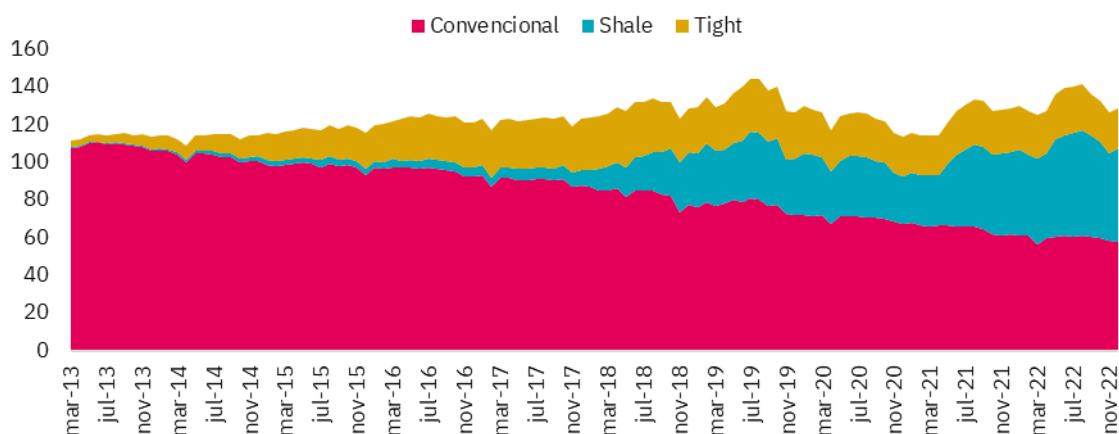
¹² A través de dicha resolución se estableció un estímulo a la producción de gas natural en yacimientos no convencionales -shale y tight- de las cuencas Neuquina y Austral mediante el establecimiento de una remuneración de 7,5 USD/MMBTU en 2018, para los yacimientos enmarcados bajo este programa. Dicho valor presentaba un sendero decreciente hasta los 6 USD/MMBTU en 2021.

¹³ Cabe aclarar no obstante que, de no haberse producido restricciones en la capacidad de transporte de gas natural desde la cuenca neuquina, seguramente los niveles de producción alcanzados a lo largo del último año hubieran sido aún más sustantivos.

¹⁴ La demanda prioritaria según define ENARGAS consiste en la demanda de los usuarios residenciales, comerciales e industriales de bajo consumo.

gas) (Gráfico 2.7). En efecto, el desarrollo de yacimientos de shale y tight gas permitió compensar la caída de la producción convencional, aumentando su relevancia en la oferta local, al igual, de lo que sucedió en el caso de la producción de crudo.

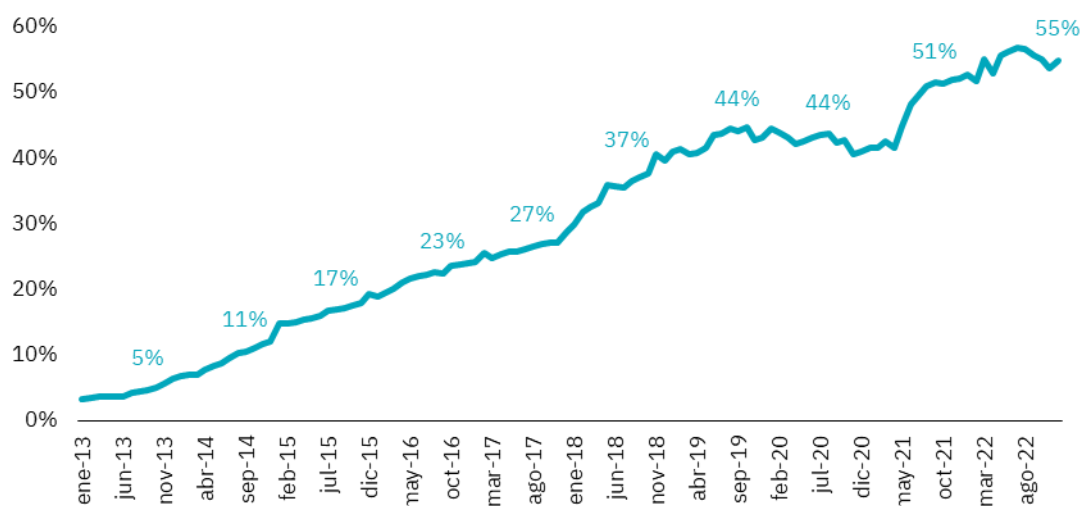
Gráfico 2.7. Evolución de la producción de gas natural convencional y no convencional, 2013 - 2022. (En MMm3/d)



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

Mientras que en 2018 la producción no convencional daba cuenta del 36% de la producción total de gas natural, en los primeros diez meses de 2022 dicha incidencia se elevó hasta el 55%, explicada centralmente por la expansión de la producción de shale gas (Gráfico 2.8).

Gráfico 2.8. Incidencia del shale y tight gas en la producción total, 2013 - 2022. (en MUSD)

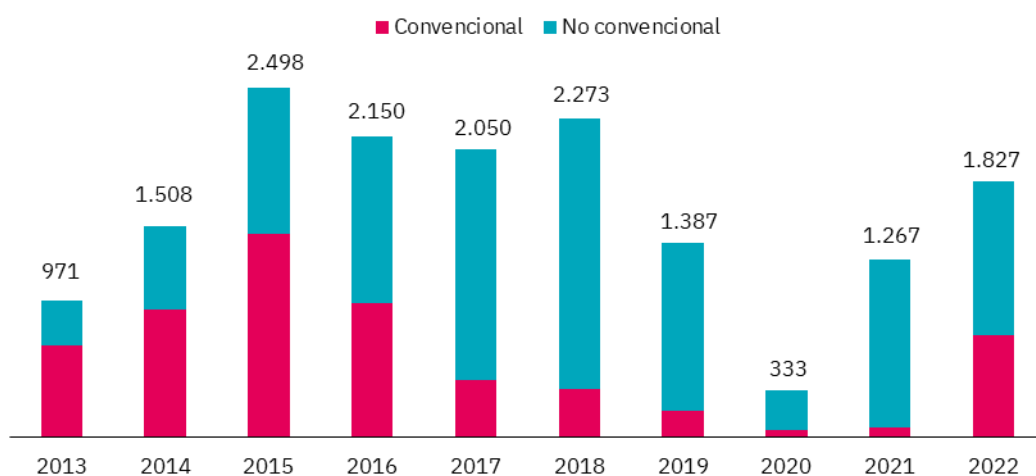


Fuente: elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

El desarrollo de la producción no convencional de gas natural se produjo por un sostenido, aunque decreciente, proceso de inversión. A la vez, que la mejora en las curvas de producción de los pozos y la disminución de los costos de desarrollo, permitieron una expansión de los niveles de producción en los últimos años. Sin embargo, parte de esta disminución en los costos de desarrollo fue contrarrestada en los últimos años por el aumento de los costos en dólares en la economía argentina. Desde 2013, se invirtieron en la producción de gas natural no convencional en la cuenca neuquina cerca de 11.000 MUSD (Gráfico 2.9).

La mejora de productividad de los pozos no convencionales a lo largo de la última década fue un factor determinante para explicar el aumento de la producción de gas natural. Si consideramos la producción acumulada en los primeros 180 días de operación del pozo se observa un aumento de la producción del 163% entre los pozos conectados entre 2016 y 2018 respecto a los conectados entre 2021 y 2022 (Gráfico 2.10).

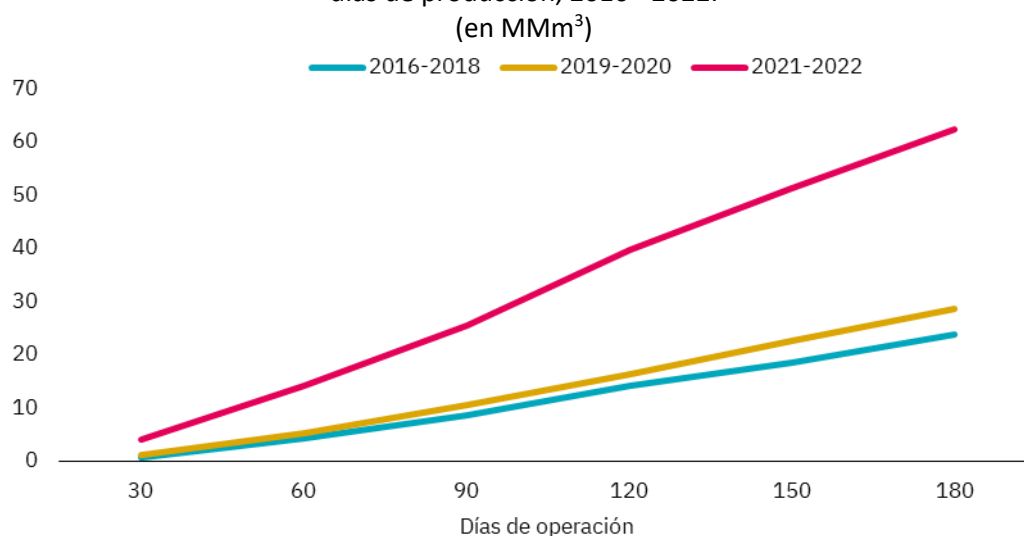
Gráfico 2.9. Inversión en la producción de gas natural según tipo, 2013 - 2022.
(en MUSD)



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

Al igual que en el petróleo, el aumento en la producción acumulada de los pozos a lo largo de los últimos años estuvo estrechamente relacionada con el aumento en la cantidad de etapas de fractura por pozo y con la longitud de la rama horizontal promedio. La cantidad de etapas de fractura de los pozos no convencionales en 2016 promedió 16,6, mientras que dicho valor se elevó hasta las 43,8 fracturas por pozo durante 2022. Por su parte, la longitud de rama horizontal promedio pasó de 1.423 metros en 2016 a 2.570 en 2022.

Gráfico 2.10. Producción acumulada de los pozos no convencionales de gas natural a los 180 días de producción, 2016 - 2022.



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

En definitiva, el desarrollo de la producción no convencional a lo largo de la última década convirtió a la formación Vaca Muerta en un componente central del abastecimiento doméstico de petróleo y gas natural. A su vez, la magnitud de los recursos disponibles plantea la posibilidad de expandir sensiblemente los niveles de producción a fin, en una primera instancia, de lograr el autoabastecimiento en materia energética¹⁵ para posteriormente alcanzar un sensible superávit comercial sectorial.

Se debe destacar, que la trayectoria seguida por la producción no convencional a lo largo de la última década fue una consecuencia directa de un persistente proceso de inversión en el desarrollo de estos recursos. Entre 2012 y 2022 las inversiones dirigidas a la producción no convencional para la perforación de pozos, la construcción de plantas de tratamiento e instalaciones y al desarrollo de infraestructura de transporte, superaron los 35.000 MUSD¹⁶. Dichos volúmenes de inversión permitieron avanzar en la curva de aprendizaje posibilitando una sensible disminución en los costos de desarrollo, a pesar del incremento verificado en los últimos años, los cuales se encuentran a niveles competitivos respecto a la producción no convencional en los Estados Unidos.

¹⁵ Entendemos como autoabastecimiento alcanzar el equilibrio en la balanza comercial energética.

¹⁶ Información provista por la Secretaría de Energía de la Nación en base a las declaraciones juradas presentadas por las empresas operadoras.

Los recursos existentes en Vaca Muerta posicionan a la Argentina en el segundo lugar en gas natural y en el cuarto en petróleo en reservorios no convencionales a nivel mundial. En el caso del shale gas, se estima que la formación neuquina tiene recursos técnicamente recuperables que equivalen a dos siglos de consumo interno (308 TCF), en tanto se estiman recursos técnicamente recuperables 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).

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. 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 mundial pierda relevancia.

En síntesis, se requiere consolidar una política de estado, que permita potenciar los niveles de inversión en el sector hidrocarburífero, para aprovechar la ventana de oportunidad histórica que suponen los recursos no convencionales para nuestro país. Ello implicaría una contribución fundamental tanto para la superación de la restricción externa que enfrentó la economía argentina en las últimas décadas, así como en el financiamiento del proceso de transición energética que necesariamente deberá llevar adelante nuestro país en lo que resta del siglo.

2.2. La relevancia del sector energético en la economía argentina.

A lo largo de las últimas décadas, la relevancia del sector energético en la economía argentina se ha encontrado determinada centralmente por su incidencia en el sector externo y en el resultado fiscal. No obstante, el sector presenta también una incidencia significativa en términos de la generación de valor agregado, en la recaudación tributaria y en materia de empleo en las provincias productoras de hidrocarburos. En la presente sección, se detalla en primer término

la relevancia del sector energético en la conformación de la balanza comercial para posteriormente evaluar su incidencia en materia fiscal, en la generación de valor agregado y en la creación de puestos de trabajo.

El sector energético tuvo a lo largo de la historia argentina una relevancia sustantiva en términos de la conformación del saldo comercial externo, proceso que se agudizó a lo largo de la última década. En efecto, la restricción externa, que afectó con distinta intensidad a la economía argentina desde la consolidación del modelo sustitutivo de importaciones a mediados del siglo pasado, estuvo estrechamente relacionada con los persistentes déficits registrados en la oferta energética local. Si bien esta característica se modificó sustancialmente a lo largo de la última década del siglo pasado, retornó con intensidad a comienzos de la década pasada.

La contracción de la producción de crudo y de gas natural durante la primera década del presente siglo, junto con la expansión significativa de la demanda local producto del elevado crecimiento de la economía, condujo a la conformación de un persistente déficit comercial del sector. Durante la última década el sector energético ha incidido negativamente en la balanza comercial de nuestro país, producto de los significativos niveles de importación requeridos para abastecer la demanda local.

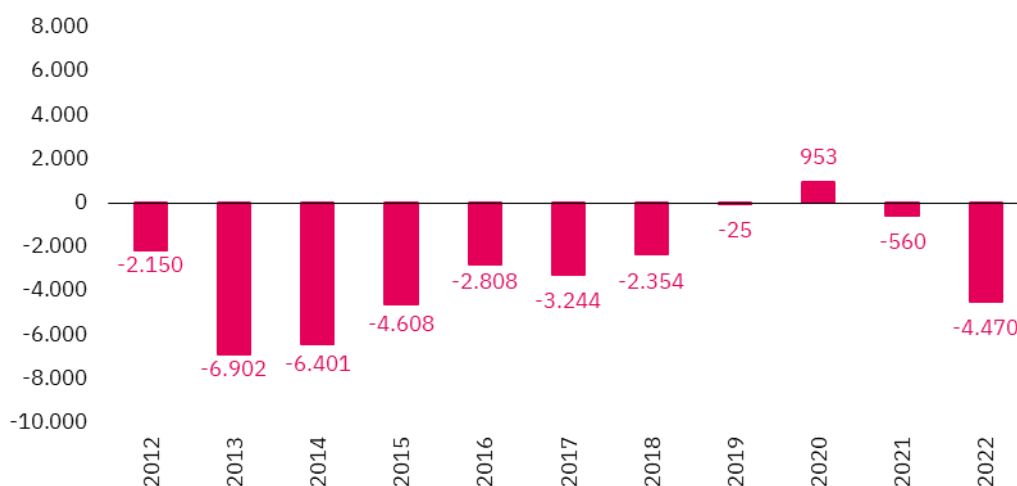
El sector presentó una balanza comercial crecientemente deficitaria a partir de 2011 que sólo comenzó a reducirse desde mediados de la década pasada cuando la progresiva recuperación de la producción gasífera y el declino en los precios internacionales de energía permitieron una disminución de las importaciones. El déficit comercial del sector alcanzó los 6.902 MUSD en 2013 y se fue reduciendo progresivamente hasta alcanzar un saldo deficitario de sólo 560 MUSD en 2021. No obstante, durante el año 2022, y a pesar del incremento en las exportaciones de crudo, la balanza comercial energética volvió a mostrar un déficit significativo, alcanzando los 4.470 MUSD, cifra que se explica por el incremento que experimentaron los precios de la energía en dicho año¹⁷ (Gráfico 2.11).

El origen del persistente déficit comercial sectorial a lo largo de la última década reside, en primer lugar, en la disminución de las exportaciones producto de la contracción en los niveles

¹⁷ Esta cifra se explica en gran medida por el aumento en las importaciones de gasoil, que ascendieron a más de US\$ 4.600 millones, producto del aumento en las cantidades importadas y los precios. El aumento en los volúmenes importados de gasoil se produjo, por un lado, por la expansión de la demanda minorista y del sector agropecuario, y por otro por la utilización de una mayor cantidad de líquidos en el sistema de generación de energía eléctrica ante los elevados precios del Gas Natural Licuado (GNL).

de producción, aunque los mayores precios internacionales hasta el año 2012 evitaron que el valor de las exportaciones experimentara un declino sensible (Gráfico 2.13). En segundo lugar, en el persistente incremento de las importaciones requeridas para lograr el abastecimiento del mercado local, en un contexto de elevados precios internacionales hasta mediados de la década pasada (Gráfico 2.12). En particular, la reducción de la producción gasífera determinó la necesidad de importar GNL a través de las plantas regasificadoras instaladas en los puertos de Escobar y Bahía Blanca, lo cual, dado el contexto de elevados precios internacionales, condujo a un sensible incremento del valor de las importaciones, que alcanzaron en 2013 los 12.464 MUSD, solo superado en magnitud en 2022 (12.868 MUSD)¹⁸. Desde 2013, las importaciones presentaron una tendencia decreciente hasta el año 2021 producto de la reducción de los precios internacionales y la recuperación progresiva de la producción de gas natural doméstica. Sin embargo, el pasado año como consecuencia de la recuperación de la demanda en la pospandemia y la guerra en Ucrania se verificó un incremento en los precios internacionales, en particular del gas natural, que condujo un nuevo récord de importaciones (Gráfico 2.12).

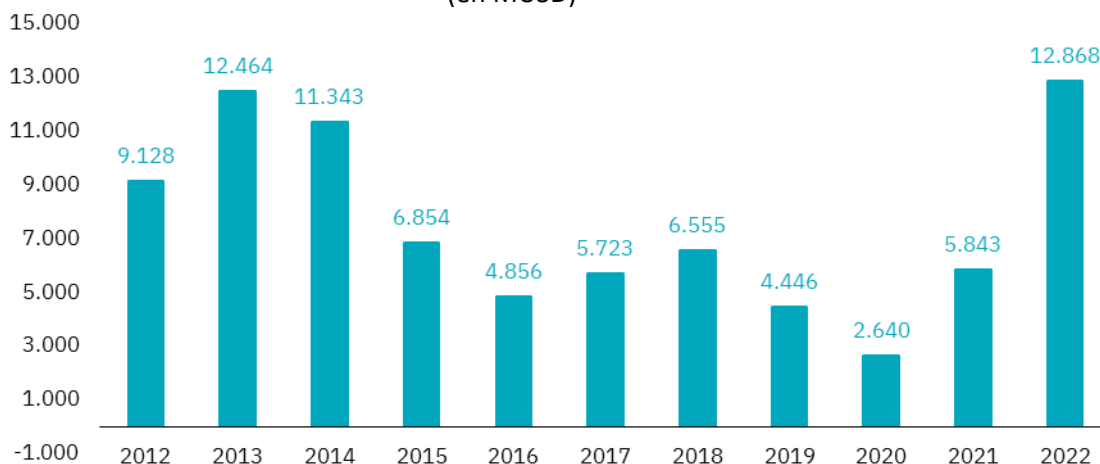
Gráfico 2.11. Evolución del saldo comercial del sector energético, 2012 – 2022
(en MUSD)



Nota: se consideraron como exportaciones energéticas el rubro “combustibles y energía” informado por INDEC, en tanto que se utilizaron las importaciones por uso económico clasificadas como “combustibles y lubricantes”. Fuente: elaboración propia en base información del INDEC.

¹⁸ Cabe señalar, además, que complementariamente al incremento de las importaciones producto de los volúmenes incrementales de GNL y de gas natural proveniente de Bolivia, jugaron un rol determinante las importaciones de gasoil destinadas a abastecer al parque de generación térmico, ante la escasez de gas natural.

Gráfico 2.12. Evolución de las importaciones del sector energético, 2012 – 2022
(en MUSD)

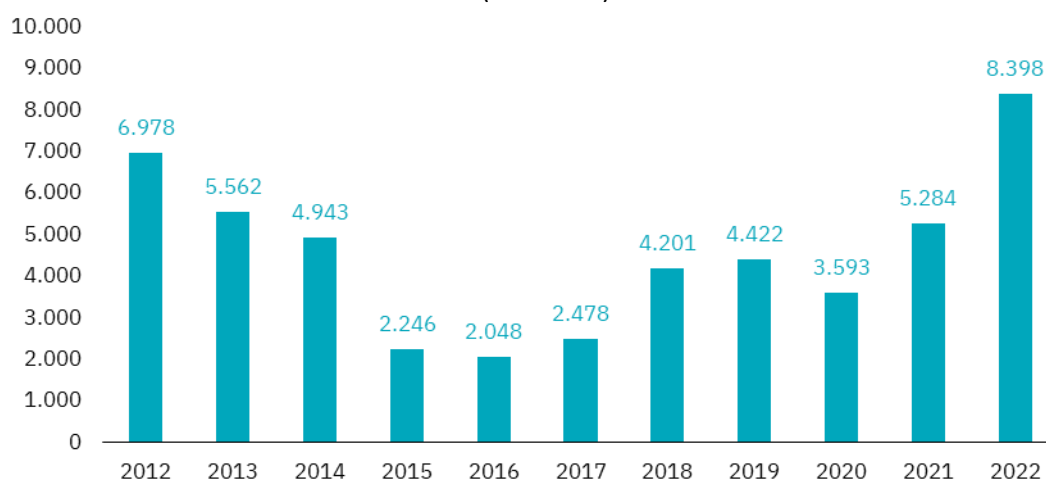


Nota: se consideraron como exportaciones energéticas el rubro “combustibles y energía” informado por INDEC, en tanto que se utilizaron las importaciones por uso económico clasificadas como “combustibles y lubricantes”. Fuente: elaboración propia en base información del INDEC.

A su vez, el aumento en la utilización de combustibles líquidos (naftas y gasoil) a lo largo de las primeras décadas del presente siglo, en un contexto en donde la capacidad de refinación en la economía local no se modificó sustancialmente, condujo a una importación creciente de combustibles líquidos. De todas formas, al analizar la composición de las importaciones energéticas de la Argentina durante este período queda en evidencia que las mismas fueron explicadas en su mayor parte por el gas natural o sus sustitutos, llegando los mismos a explicar más del 70% de las compras externas de productos energéticos a lo largo de la última década.

Asimismo, la disminución de los volúmenes disponibles para la exportación, en particular de petróleo, y la disminución de los precios internacionales condujo a una persistente caída en las exportaciones energéticas hasta 2017, proceso que no hizo más que agudizar el déficit sectorial (Gráfico 2.13).

Gráfico 2.13. Evolución de las exportaciones del sector energético, 2012 – 2022.
(en MUSD)

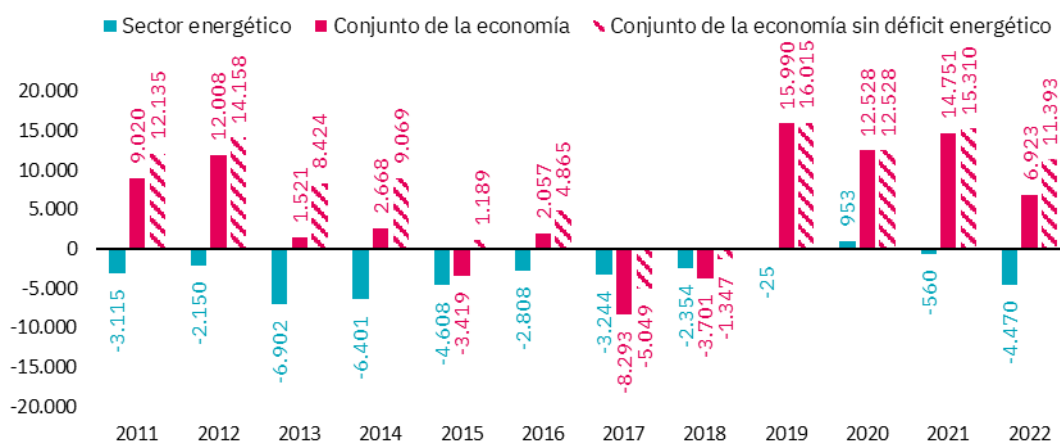


Nota: se consideraron como exportaciones energéticas el rubro “combustibles y energía” informado por INDEC, en tanto que se utilizaron las importaciones por uso económico clasificadas como “combustibles y lubricantes”. Fuente: elaboración propia en base información del INDEC.

De esta forma, la contracción en la producción hidrocarburífera y, con ello, la reducción de los saldos exportables y el sensible incremento que verificaron las importaciones, fueron determinantes en la restricción externa que enfrentó la economía argentina desde 2011 en adelante. En efecto, el déficit energético explica la inmensa mayoría de la reducción del saldo de la balanza comercial que, en 2015 por primera vez desde 1999, exhibió un resultado negativo (USD 3.419 millones) (Gráfico 2.14).

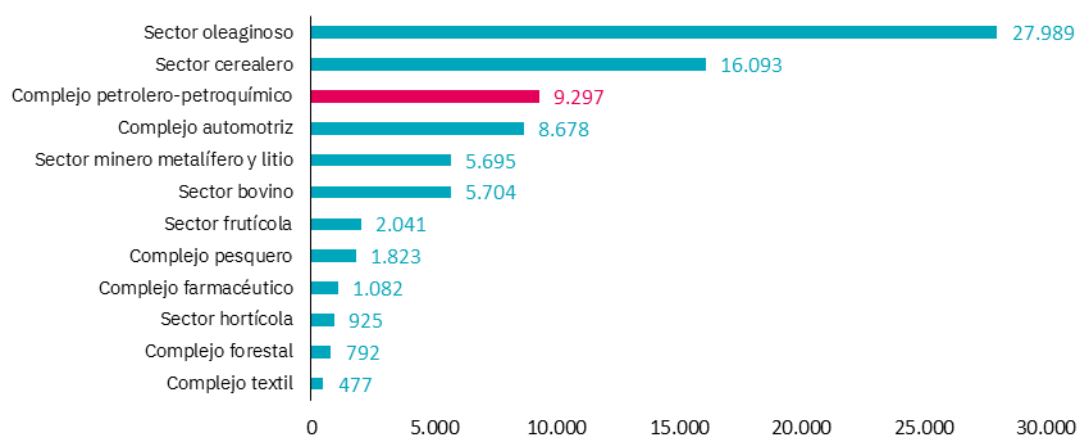
Hacia la segunda mitad de la década, no obstante, la recuperación de la producción hidrocarburífera, en particular de gas natural, permitió disminuir progresivamente las importaciones en un contexto, además, de retracción de los precios internacionales. A su vez, la expansión de la producción de petróleo desde 2017 permitió incrementar las exportaciones, al punto de alcanzarse el equilibrio externo a fines de la década pasada. En este sentido, el desarrollo de los recursos no convencionales fue central para moderar la restricción externa, en tanto posibilitó no sólo reducir importaciones (gas natural y combustibles líquidos) sino también retomar el sendero exportador de la industria hidrocarburífera, sin que ello suponga un riesgo para el abastecimiento de mediano y largo plazo de la economía local.

Gráfico 2.14. Evolución del saldo comercial de la argentina y del sector energético, 2012 – 2022. (en MUSD)



Nota: se consideraron como exportaciones energéticas el rubro “combustibles y energía” informado por INDEC, en tanto que se utilizaron las importaciones por uso económico clasificadas como “combustibles y lubricantes”. Fuente: elaboración propia en base información del INDEC.

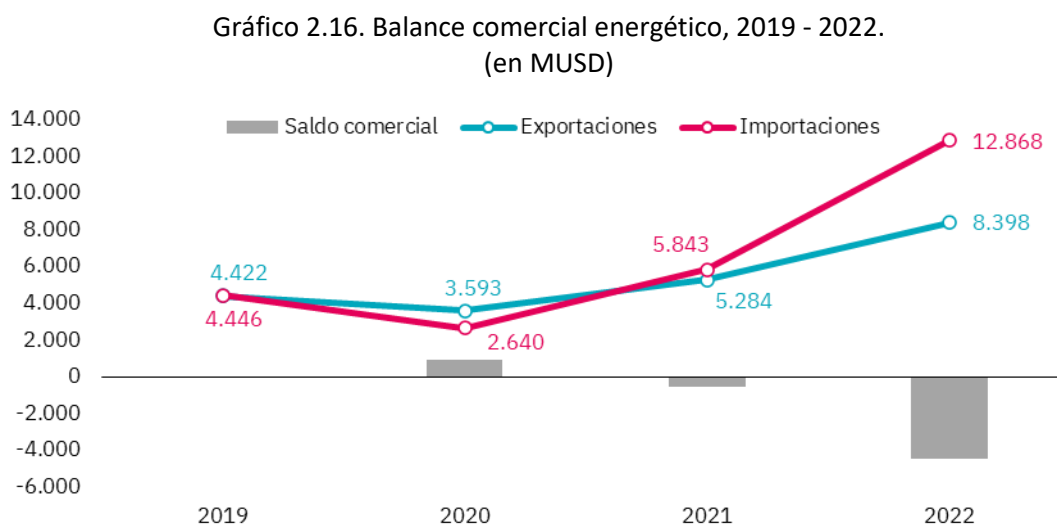
Gráfico 2.15. Exportaciones de los principales complejos, Año 2022. (en millones de USD)



Fuente: elaboración propia en base información del INDEC.

Sin embargo, durante 2022 el sensible incremento de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales, producto de la recuperación del nivel de actividad económica en la pospandemia y la guerra en Ucrania, condujo a un sensible aumento de las importaciones energéticas de nuestro país, que alcanzaron los 12.868 MUSD. Por su parte, las exportaciones energéticas totalizaron 8.398 MUSD, traccionadas por el aumento en las cantidades y los precios de exportación del petróleo. Si bien el aumento de las exportaciones permitió compensar parcialmente el incremento en las compras externas de productos energéticos, el saldo

comercial sectorial volvió a evidenciar un sensible deterioro, alcanzando un déficit de 4.470 MUSD durante 2022 (Gráfico 2.16).



Fuente: elaboración propia en base a INDEC.

La trayectoria seguida por la producción local de hidrocarburos en las primeras décadas del presente siglo no sólo se tradujo en una agudización de la restricción externa sino también en una persistente carga fiscal, producto centralmente de tres factores: (i) un costo de provisión de los servicios energéticos sensiblemente más elevado que el transferido a las tarifas finales abonadas por los usuarios; (ii) el descalce entre los costos de importación de los hidrocarburos y los precios vigentes en el mercado local y; (iii) la instrumentación de programas de estímulo a la producción de gas natural.

En relación al primero, la falta de adecuación de las tarifas abonadas por los usuarios respecto a los costos de provisión del suministro, centralmente de electricidad y gas natural, condujo a la instrumentación de diversos subsidios para garantizar el abastecimiento del mercado local y el sostenimiento de niveles mínimos de inversión por parte de las empresas proveedoras de los servicios de distribución y transporte.

Este proceso fue particularmente intenso en el caso de la energía eléctrica, en donde el creciente costo de generación de energía no fue trasladado a los usuarios finales, lo que determinó un aumento progresivo y sistemático de los subsidios al sector eléctrico. Dichos subsidios estuvieron orientados a compensar el creciente desacople entre el precio estacional —precio

que abona la demanda— y el costo monómico de generación —costo de generación de la energía eléctrica (Gráfico 2.17).

Por su parte, el descalce entre los costos de importación de los hidrocarburos y los precios vigentes en el mercado local, además de desincentivar la inversión, supuso la absorción por parte del Estado del diferencial de precios, en un contexto de incremento del precio del gas natural y de los combustibles a nivel internacional.

Finalmente, si bien la instrumentación de programas de estímulo a la producción de gas natural a través del Plan Gas I y II significó una recuperación de la producción gasífera, tuvo como contracara un incremento de las erogaciones realizadas por el Estado Nacional a través de dichos planes. 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. 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 del gas natural local—incluyendo los subsidios a la producción gasífera— se encontraba muy por debajo del costo de importación. Además de computar un ahorro fiscal, la instrumentación de los planes de estímulo a la producción de gas natural supuso también un ahorro significativo de divisas, lo cual era de particular importancia en el marco del creciente deterioro de las cuentas externas.¹⁹

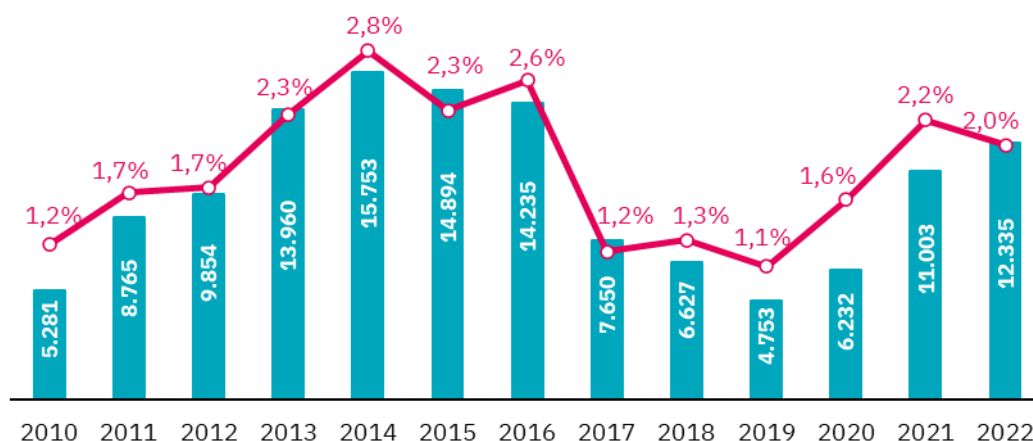
En función de estos factores, el monto de subsidios destinados al sector energético se incrementó desde el 1,7% del PIB en 2011 al 2,8% en 2014 (Gráfico 2.17). Si bien la mayor parte de los subsidios tuvo como destino a la empresa que administra el mercado mayorista de energía eléctrica (CAMMESA) —cuyo 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, a partir

¹⁹ 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, valuando dichas importaciones a un costo promedio de 15 USD/MMBTU.

del año 2013 se incrementó la participación de subsidios destinados a los programas de estímulo a la producción, como el Plan Gas.

Los procesos de recomposición tarifaria iniciados a mediados de la década pasada, pero centralmente la recuperación de la producción doméstica de gas natural y la contracción en los precios de importación de este producto desde mediados de la década pasada, permitieron una disminución progresiva de los subsidios destinados al sector energético, que alcanzaron 4.753 MUSD a finales de la década pasada.

Gráfico 2.17. Subsidios al sector energético y porcentaje sobre el PBI, 2010-2022.
(en MUSD y porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a ASAP.

Sin embargo, el congelamiento de las tarifas dispuesto a comienzos de 2019 y los aumentos otorgados a partir de 2021 por debajo de la inflación doméstica condujeron a un nuevo aumento de los subsidios a la energía, que totalizaron en 2022 12.335 MUSD y representaron 2,0% del PIB (Gráfico 2.17). Se debe señalar que el aumento en los subsidios a la energía no obedeció sólo a la política tarifaria, sino que el aumento en los costos de abastecimiento, producto del aumento en los precios internacionales, incidió significativamente en el incremento progresivo en el valor de los subsidios a la energía a lo largo de los últimos años.

En síntesis, la contracción de la producción hidrocarburífera, como consecuencia de la falta de incentivos a la inversión, 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 y, por ende, que resulte imperioso instrumentar políticas públicas que potencien los niveles de inversión en el sector para acelerar su desarrollo.

Sin embargo, el impacto fiscal del sector energético no se agota en la erogación de subsidios destinados a dicho sector, ya que la actividad genera recursos fiscales tanto a nivel nacional como provincial. En efecto, la producción y comercialización de hidrocarburos en el país está sujeta a una serie de tributos específicos aplicados a los combustibles, además de encontrarse gravada por otros impuestos comunes a todas las actividades productivas, tales como el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Ganancias. A su vez, en cada una de las jurisdicciones en las que operan las empresas del sector se tributan impuestos provinciales, principalmente ingresos brutos y regalías, y los volúmenes exportables han estado sujetos, en diversos períodos, al pago de derechos de exportación.

De esta forma, a nivel federal, la recaudación tributaria asociada al sector hidrocarburífero se compone del impuesto a las ganancias, la recaudación en concepto de IVA, los impuestos específicos, los derechos de exportación y las regalías recaudadas por el Estado Nacional²⁰. En este análisis, debido a que la información disponible sobre recursos tributarios no se encuentra publicada con el nivel de desagregación requerido, no se considera la recaudación del impuesto a las ganancias, que representa aproximadamente del 20%²¹ de la recaudación impositiva, por lo que los valores aquí consignados subestiman los ingresos fiscales que la producción y comercialización de hidrocarburos generan.

El IVA se aplica sobre el 21% del valor final de las naftas y del gasoil, sobre el 21% del gas natural destinado a usuarios residenciales, sobre el 27% del gas natural para el resto de los segmentos, y sobre el 10,5% del GLP, previo descuento de impuestos específicos. En el caso de las naftas y el gasoil, cabe señalar que se encuentra exento lo correspondiente al corte de biocombustibles y que este tributo no alcanza a la zona patagónica. De la recaudación de este tributo se detraen, en primer lugar, los reintegros a las exportaciones si los hubiera, y el saldo restante se distribuye

²⁰ Las regalías recaudadas por el Estado Nacional son sumamente reducidas, ya que corresponden a los yacimientos bajo jurisdicción federal en el off shore. La inmensa mayoría de las regalías hidrocarburíferas son abonadas a los Estados provinciales, propietarios de los recursos.

²¹ El impuesto a las ganancias representó el 24% de la recaudación impositiva en 2022 según lo publicado por el Ministerio de Economía.

en un 11% a la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES) y en un 89% según la coparticipación entre la Nación y las provincias (Ministerio de Economía, 2022)²².

A su vez, la venta en el mercado interno se encuentra alcanzada por distintos impuestos específicos según el tipo de combustible, que han ido modificándose a lo largo del tiempo. Originalmente, la estructura tributaria a nivel nacional se componía principalmente de tres tributos: (1) sobre los combustibles líquidos y el gas natural; (2) sobre las naftas y GNC para uso automotor; y (3) sobre el gasoil y el gas licuado para uso automotor. Otra carga que recaía sobre este conjunto de productos era el recargo al gas natural y la tasa hídrica.

No obstante, a partir del año 2018, en función de la Ley de Reforma Tributaria del año 2017²³, estos tributos se unificaron bajo la denominación “Impuesto a los Combustibles Líquidos” (ICL) y se instrumentó el Impuesto a las emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂). Este último tiene como objeto corregir la falla de mercado que supone la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera por parte los combustibles fósiles. La unificación de tributos y la incorporación del Impuesto al CO₂ tuvo como premisa mantener constante la presión tributaria²⁴. En cuanto al destino de la recaudación, se distribuye de la siguiente forma: en un 10,4% al Tesoro Nacional, un 15% al Fondo Nacional de la Vivienda, un 10,4% a las provincias, un 28,7% al Sistema Único de Seguridad Social, un 4,3% al Fideicomiso de Infraestructura Hídrica, 28,6% al Fideicomiso de Infraestructura de Transporte y 2,6% a la Compensación de Transporte Público (Ministerio de Economía, 2022)²⁵.

Por su parte, las ventas destinadas al exterior debieron afrontar el pago de derechos de exportación en la mayor parte del período analizado²⁶. Estos son tributos que gravan la exportación para consumo de mercaderías, y no obedecen únicamente a una finalidad

²² Al respecto, consultar:

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/destino_de_los_impuestos_al_31-03-2022.pdf

²³ <https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dsecretaria/Periodo2017/PDF2017/TP2017/0020-PE-2017.pdf>

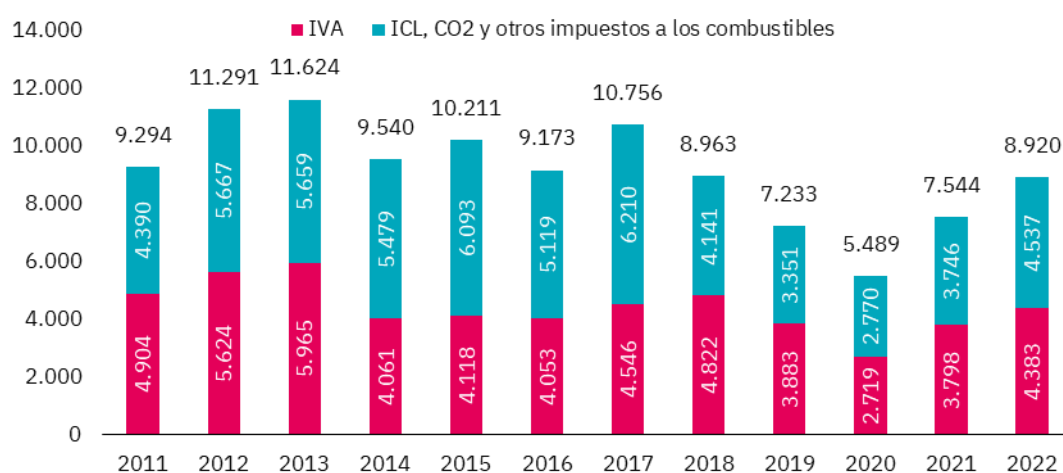
²⁴ De todas formas, a partir del año 2018 la recaudación por la venta de combustibles en el mercado local se reduce, evaluada en dólares, por efecto de la depreciación de la moneda.

²⁵ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/destino_de_los_impuestos_al_31-03-2022.pdf

²⁶ Para los ingresos en concepto de retenciones, se contempla la recaudación por la venta de los diez principales combustibles exportados: petróleo crudo, naftas, nafta virgen, propano licuado, butano licuado, GLP, gasolinas, fuel oil, coque y gas natural. Los mismos concentran casi el 95% de las ventas totales del período. La recaudación por derechos de exportación se estima a partir de los valores FOB informados por INDEC aplicando las alícuotas vigentes para cada producto en cada uno de los años. No se contemplan las exportaciones de biocombustibles.

recaudatoria, sino que se han utilizado repetidamente en la historia económica argentina para desacoplar la evolución de los precios domésticos respecto a los vigentes en el mercado internacional. La totalidad de los recursos recaudados son destinados al Tesoro Nacional, por tanto, no forman parte de la masa coparticipable. A su vez, corresponden al Estado Nacional parte de las regalías asociadas a los yacimientos de hidrocarburos offshore que se encuentran a partir de las 12 millas marinas y hasta el límite exterior de la plataforma continental, y parte de las regalías sobre la producción de gas.

Gráfico 2.18. Impuestos internos, 2011-2022
(en MUSD)



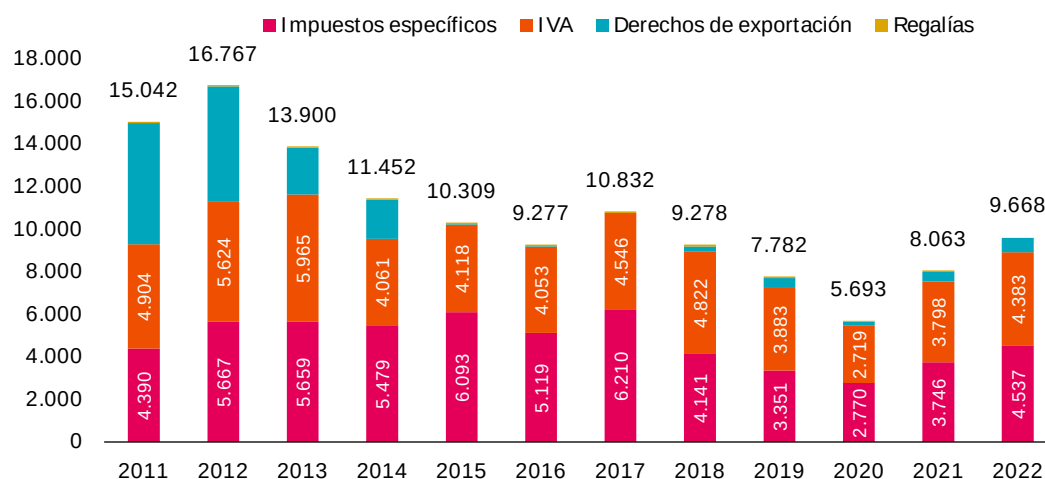
Nota: (1) La categoría "ICL, CO2 y otros impuestos a los combustibles" incluye a los impuestos sobre los combustibles líquidos y el gas natural, sobre las naftas y GNC para uso automotor, sobre el gasoil y el gas licuado para uso automotor, la tasa hídrica y el recargo al gas natural entre 2011 y 2017; y, tras la modificación de 2018, al impuesto a los combustibles líquidos y al CO₂ entre 2018 y 2022. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y AFIP.

En el agregado, a lo largo de la última década la composición en la recaudación impositiva nacional tuvo variaciones significativas producto centralmente de la modificación de las alícuotas de los derechos de exportación, de la variación experimentada en los precios y en el valor de la moneda local. A su vez, se debe destacar que a lo largo de los últimos años se verificó una disminución en la incidencia del ICL y CO₂ en el valor de los combustibles en surtidor. Este proceso, en conjunto con el abaratamiento experimentado por el precio de los combustibles en surtidor, se tradujo en una sensible disminución en la recaudación de este impuesto.

Por otro lado, la recaudación en concepto de retenciones se redujo desde casi 3.960 MUSD anuales en el primer quinquenio de la década pasada a sólo 287 MUSD por año entre los años

2016 y 2022 (Gráfico 2.19). Esta evolución no se explica por la contracción del volumen comercializado sino centralmente por la disminución de los precios internacionales de combustibles y la reducción en las alícuotas aplicadas²⁷.

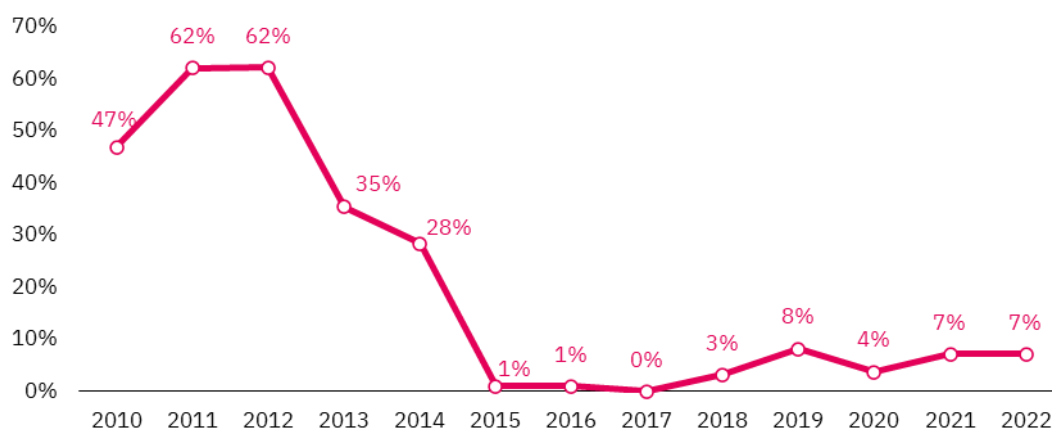
Gráfico 2.19. Recursos tributarios generados por el sector hidrocarburífero a nivel nacional, 2011-2022. (En MUSD)



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería, INDEC y AFIP.

²⁷ Ante la baja de los precios internacionales de los hidrocarburos en 2014, el Estado Nacional redujo abruptamente las alícuotas de derechos de exportación a partir de 2015, ya que se estableció que, en caso de que el precio internacional se situara por debajo de un valor de referencia (USD 71 por barril en el caso del petróleo crudo), se aplicaría un derecho de exportación del 1%, es decir, prácticamente se eliminaba el cobro del tributo si su precio se reducía por debajo de ese valor. Previamente, el petróleo crudo (que explica más de un tercio de las exportaciones totales de combustibles) y las gasolinas tributaban una alícuota efectiva del 39% en 2013 y 33% en 2014, las naftas un 23% y la nafta virgen utilizada en la industria petroquímica estaba alcanzada por un derecho de exportación del 60%. Finalmente, a partir de 2017, las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos fueron derogadas, aunque rápidamente reestablecidas en el siguiente año en el marco de la crisis macroeconómica iniciada en abril de 2018.

Gráfico 2.20. Evolución de la alícuota efectiva promedio de retenciones a la producción hidrocarburífera, 2010-2022. (En porcentajes)



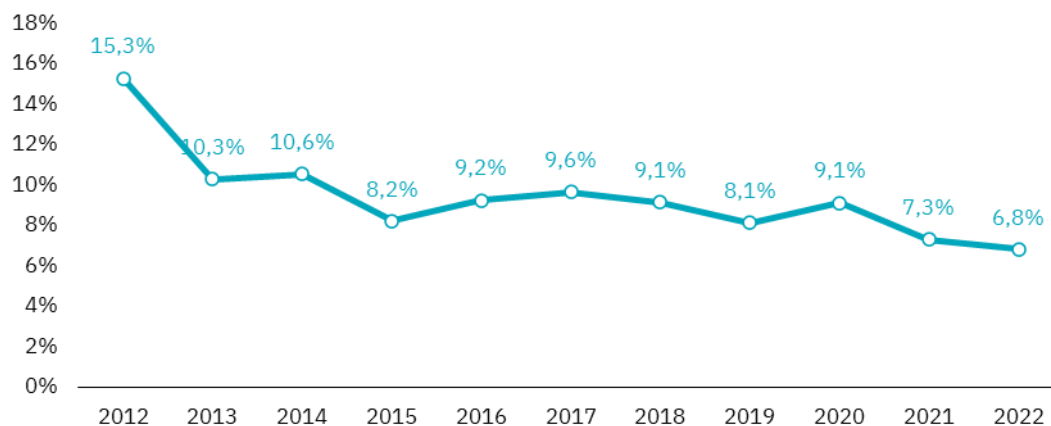
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y Boletín Oficial.

La recaudación estimada a nivel nacional en concepto de impuestos internos a los combustibles, IVA, retenciones a la exportación y regalías mantuvo una magnitud considerable, promediando anualmente un monto superior a los 10.000 MUSD a lo largo del período comprendido entre los años 2011 y 2022 (Gráfico 2.19).

De esta forma, el aporte de la actividad hidrocarburífera en los recursos tributarios totales recaudados por la AFIP (sin considerar los ingresos por seguridad social ni el impuesto a las ganancias) promedió un 10% de la recaudación total entre 2012 y 2022 (Gráfico 2.21). Se debe destacar, que la participación del sector hidrocarburífero en la recaudación impositiva excede ampliamente su relevancia en el producto bruto interno del país. La actividad de extracción y de refinación de hidrocarburos representó en promedio el 4,1% del valor agregado del conjunto de actividades productivas entre 2011 y 2022, es decir un valor seis puntos porcentuales por debajo de su peso en la recaudación impositiva (Gráfico 2.21 y 2.23).

Por su parte, a nivel provincial, la recaudación asociada al sector hidrocarburífero se compone de los ingresos fiscales correspondientes al pago de regalías, a los cánones abonados por parte de las empresas productoras, y a tributos provinciales como ingresos brutos. En las provincias en las que la extracción de petróleo y gas natural es una actividad relevante, los ingresos fiscales correspondientes dichos tributos ha tenido tradicionalmente un fuerte impacto en las cuentas públicas.

Gráfico 2.21. Participación de la recaudación por hidrocarburos en los recursos tributarios totales¹, 2011-2022.
(En porcentajes)



Nota: (1) No se consideran los ingresos de la Seguridad Social. Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y AFIP.

Por un lado, dado que en nuestro país los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a los Estados provinciales, son las provincias quienes otorgan los permisos de exploración y las concesiones de explotación en sus respectivas jurisdicciones, percibiendo por ello ingresos en concepto de regalías y cánones hidrocarburíferos.

De acuerdo a la normativa vigente (Ley N°17.139/1967, modificada por la Ley N°27.007/2014), el concesionario de explotación debe pagar mensualmente al concedente, es decir a las provincias o al Estado nacional según el ámbito territorial al que corresponda la concesión, un 12% del valor en boca de pozo de los hidrocarburos líquidos y gaseosos extraídos en su territorio, mientras que en caso de prórroga de la concesión corresponde el pago de una regalía adicional de hasta 3% que no puede superar un máximo total de 18% en sucesivas prórrogas.²⁸

Además del pago de regalías, las empresas titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación deben abonar anualmente un canon por el otorgamiento de dichos permisos, independientemente de los niveles de producción registrados. Por su parte, en las concesiones de explotación el titular debe abonar anualmente un canon por cada km² del área

²⁸ De considerarlo conveniente, el Estado nacional o provincial según corresponda como autoridad concedente, puede reducir la alícuota de regalías hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

concesionada.²⁹ A su vez, al momento de otorgar una prórroga en concesiones de explotación, podrá establecerse el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Por otro lado, al cobro de cánones y regalías, se suman los montos percibidos por las jurisdicciones provinciales que reciben pagos por parte de las empresas productoras de hidrocarburos en concepto de ingresos brutos, como el resto de las actividades productivas que se desarrollan en su jurisdicción. La alícuota vigente para cada actividad se determina a través de leyes impositivas provinciales, por lo que existe cierta disparidad entre las diferentes jurisdicciones.

Dado que tanto en el cobro de regalías como de ingresos brutos se establece a partir de una alícuota sobre el valor de venta del producto, la evolución de los precios del petróleo y el gas natural resultan fundamentales para evaluar la evolución de la recaudación asociada a la actividad hidrocarburífera. A su vez, los recursos fiscales que las provincias reciben por la actividad hidrocarburífera desarrollada en su territorio tiene distinta relevancia para las diferentes jurisdicciones, dado el peso relativo que la producción de petróleo y gas natural tiene en cada una y la trayectoria seguida por la extracción en los años considerados.

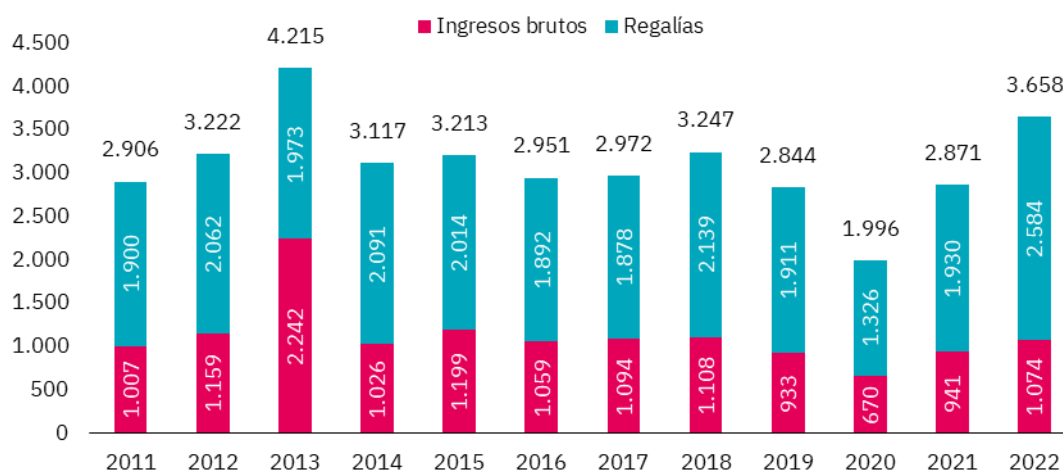
Entre 2011 y 2022, la recaudación provincial originada en el pago de regalías hidrocarburíferas totalizó los 23.700 MUSD, y acompañó los ciclos de producción hidrocarburos y de precios (Gráfico 2.22). Cabe señalar que dicha trayectoria, no obstante, muestra un desempeño diferencial en las distintas provincias, que se explica centralmente por sus niveles de producción.

Por otro lado, en términos de la generación de valor agregado, la progresiva recuperación de la producción hidrocarburífera desde mediados de la década pasada condujo a una recuperación de la relevancia del sector energético en la generación de valor agregado en la economía argentina. En el año 2022, el sector energético explicaba el 5,8% del valor agregado generado en la economía argentina, de los cuales 4,3 puntos porcentuales corresponden al sector hidrocarburífero y 1,5 puntos porcentuales al sector eléctrico (Gráfico 2.23). Dicha incidencia se ha mantenido relativamente estable a lo largo de la última década, aunque comenzó a

²⁹ Estos valores fueron establecidos en pesos por la Ley N°27.007/2014 y son modificados regularmente por la Secretaría de Energía de la Nación.

recuperarse en el último quinquenio de la década pasada. De todas formas, el sector energético no logró recuperar aún la relevancia que detentaba en el conjunto de la economía argentina a comienzos del presente siglo³⁰ (7,4% del total en 2004).

Gráfico 2.22. Recursos tributarios generados por el sector hidrocarburífero a nivel provincial, 2010-2022.
(En MUSD)

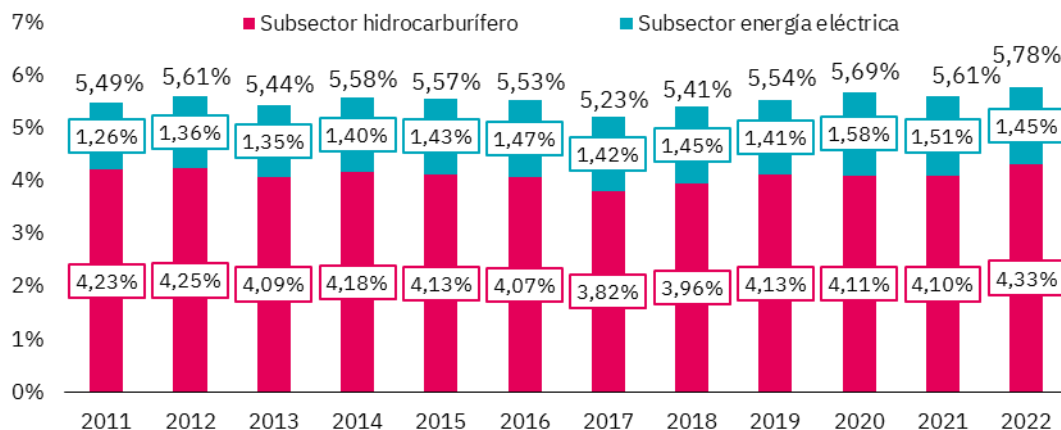


Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

De todas formas, a lo largo de la última década, se observó un aumento en la relevancia del sector energético en la economía argentina. Mientras que en 2022 el conjunto de la economía argentina se había expandido en un 1,7% respecto a 2011, el sector hidrocarburífero lo hizo en un 4,1%. Esta evolución sectorial, producto centralmente de la recuperación de la producción hidrocarburífera registrada desde el año 2017 para el petróleo y desde el año 2014 para el gas natural, refuerza el rol estratégico que posee el sector energético en la economía argentina.

³⁰ La incidencia del sector energético en el valor agregado bruto generado en la economía argentina surge de considerar el valor agregado bruto a precios básicos por rama de actividad económica a precios de 2004 publicado por el INDEC. La cuantificación del sector energético se realizó considerando las ramas: a) Extracción de carbón y lignito; extracción de turba. Extracción de petróleo crudo y gas natural; actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección; b) Fabricación de coque, productos de la refinación del petróleo y combustible nuclear; c) Fabricación de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías; d) Generación captación y distribución de energía eléctrica. El subsector de producción hidrocarburífera considera las ramas comprendidas en los puntos a, b y c. En tanto, el subsector de energía eléctrica considera la rama comprendida en el punto d.

Gráfico 2.23. Incidencia del sector energético (subsector hidrocarburífero y eléctrico) en el valor agregado bruto (a precios constantes) del conjunto de la economía argentina, 2011-2022. (En porcentajes)

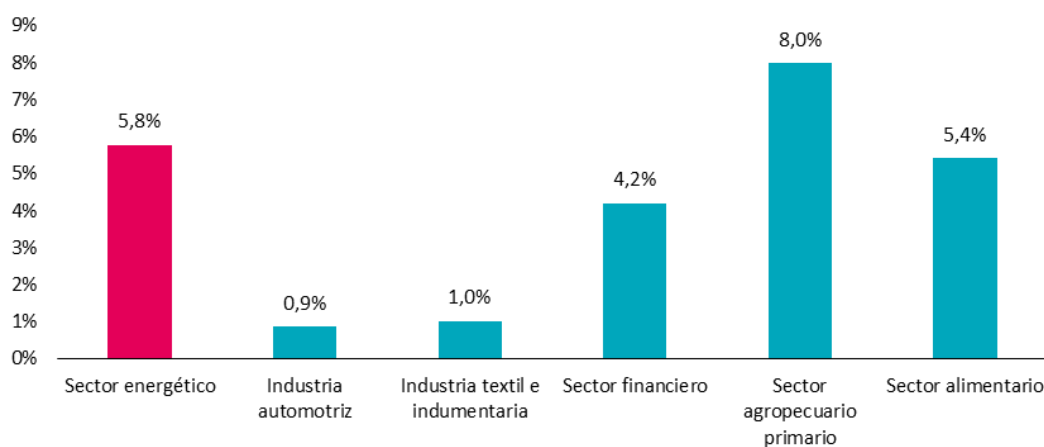


Fuente: elaboración propia en base a información del INDEC.

En efecto, a pesar de haberse mantenido relativamente estable su incidencia en la economía argentina a lo largo de la última década, el sector energético continúa detentando una posición relevante en términos de su incidencia en la economía local. En términos de la generación de valor agregado, el sector energético genera 6,7 veces más valor que el sector automotriz, 5,6 veces más que la industria textil y es 1,4 veces el valor agregado generado en el sector financiero. Es más, posee una relevancia similar a la detentada por el componente industrial del complejo agroalimentario y genera el 72% del valor agregado del componente primario del complejo agroalimentario (Gráfico 2.24). A su vez, el sector energético y, en particular el hidrocarburífero, posee una incidencia significativa en algunas economías provinciales en donde dicha actividad se ubica entre las más relevantes.

Cabe aclarar, que la estimación de la incidencia del sector hidrocarburífero en el valor agregado generado en la economía argentina subestima su incidencia real, ya que se valúa a los precios que verificaron los hidrocarburos en el mercado local. Si dicha estimación se realizara tomando en consideración los precios vigentes en el mercado internacional, la incidencia del sector hidrocarburífero en el conjunto de la economía argentina sería aún más relevante.

Gráfico 2.24. Incidencia de sectores seleccionados en el valor agregado bruto de la economía argentina, Año 2022. (en porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a información del INDEC.

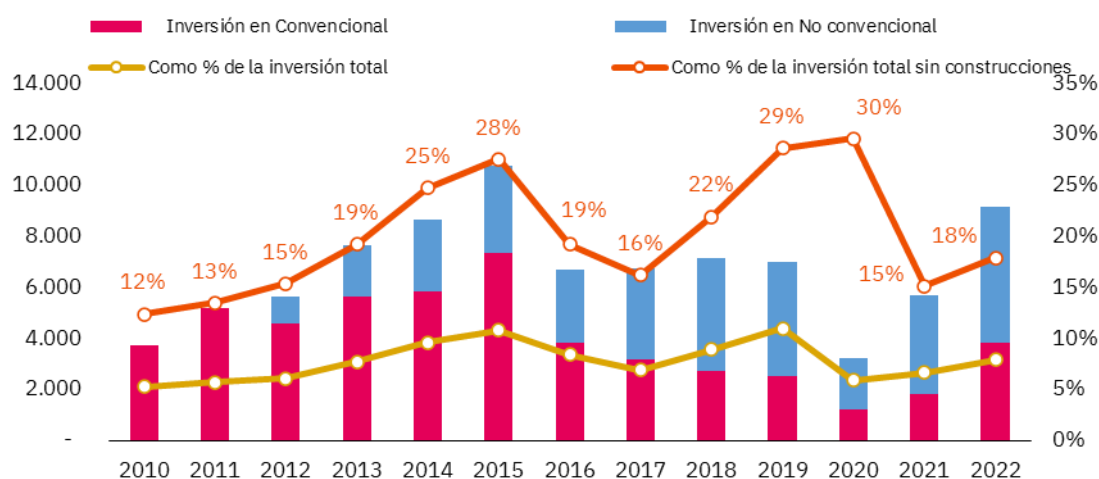
La relevancia del sector energético en la economía argentina es aún más significativa cuando se consideran los niveles de inversión, incluso considerando únicamente al sector hidrocarburífero. Entre los años 2011 y 2022, sólo la inversión en el sector hidrocarburífero representó en promedio el 8,0% de la formación bruta de capital fijo en la economía argentina y dicha proporción se eleva hasta un 20,8% si no se consideran las inversiones en construcción (Gráfico 2.25)³¹. A su vez, si bien la incidencia de las inversiones en el sector hidrocarburífero respecto a la formación bruta de capital fijo del conjunto de la economía argentina mantuvo una tendencia descendente hasta 2012, a partir de ese momento se verificó un incremento de su incidencia hasta 2015. Desde ese año, la disminución en los precios internacionales de los hidrocarburos redujo los niveles de inversión, no obstante, la misma se recuperó a lo largo de los últimos años, poniendo en evidencia la potencialidad de la producción hidrocarburífera en nuestro país. Las empresas del sector hidrocarburífero declararon a la Secretaría de Energía de la Nación para 2023 un nivel de inversión en torno a los 10.900 MUSD.

De esta forma, la relevancia del sector hidrocarburífero en la inversión global de la economía argentina es sensiblemente superior a su incidencia en el producto, y el potencial desarrollo masivo del principal yacimiento no convencional fuera de los Estados Unidos seguramente potenciará esta incidencia a lo largo de la próxima década. Además, se debe destacar que la inversión en este sector genera un efecto potenciador en el nivel de actividad local, en particular

³¹ La estimación surge de comparar las inversiones en el sector hidrocarburífero provistas por la Secretaría de la Energía de la Nación en base a información provista por las empresas y la correspondiente a la inversión total en la economía argentina elaborada por el INDEC.

en las provincias hidrocarburíferas, a la vez que dota de recursos significativos al Estado Nacional a través de la recaudación impositiva.

Gráfico 2.25. Inversión en el sector hidrocarburífero sobre la formación bruta de capital fijo en la economía argentina, 2010- 2021.
(En MUSD y porcentajes)



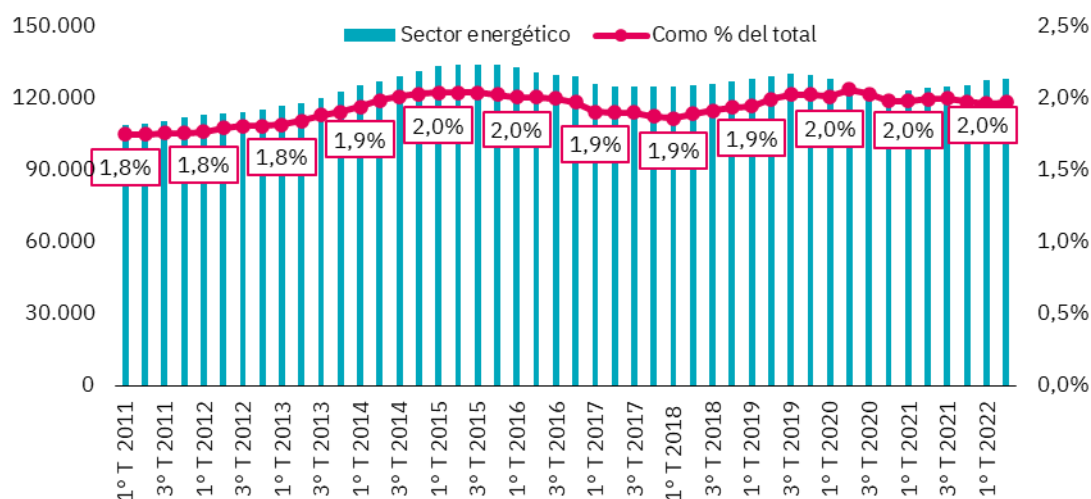
Fuente: elaboración propia en base a información del INDEC y de la Secretaría de Energía de la Nación.

Por último, cabe mencionar que el sector energético no posee una incidencia directa significativa en la generación de puestos de trabajo registrados en el sector privado en el conjunto de la economía argentina³². En 2022, el porcentaje de empleo registrado correspondiente al sector energético fue del 2%. No obstante, al evaluar su evolución a lo largo de la última década, se observa que entre el segundo trimestre de 2011 e idéntico período de 2022 ha crecido a una tasa anual acumulativa de 1,5%, variación superior a la que registró el empleo registrado para el conjunto de los trabajadores asalariados del sector privado, que creció a una tasa anual acumulativa de sólo el 0,4% en el mismo período. Aun así, el porcentaje del empleo registrado

³² La estimación del empleo registrado en el sector privado del sector energético se realizó considerando las siguientes ramas de actividad: a) 1110, extracción de petróleo crudo y gas natural; b) 1120, Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección; c) 2320, Fabricación de productos de la refinación del petróleo; d) 4011, generación de energía eléctrica; e) 4012, transporte de energía eléctrica; f) 4013, distribución de energía eléctrica; g) 4020, Fabricación de gas y distribución de combustibles gaseosos por tuberías; h) 5141, Venta al por mayor de combustibles, incluso gaseosos y productos conexos. La información corresponde al Boletín de Empleo Registrado del Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

privado que representa el sector energético se ha mantenido relativamente inalterado a lo largo del período (Gráfico 2.26).

Gráfico 2.26. Cantidad de puestos de trabajo registrados directos en el sector privado del sector energético, 1ºT 2011- 2ºT 2022.
(en puestos de trabajo y porcentajes)

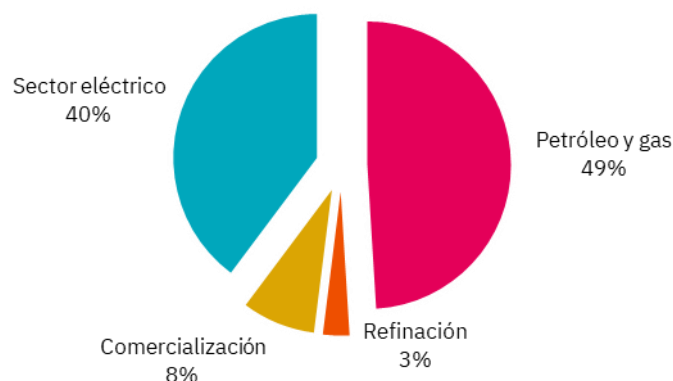


Fuente: elaboración propia en base a información del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

Al analizar la composición del empleo del sector energético según rama de actividad³³ durante los últimos cuatro trimestres, se observa que la producción hidrocarburífera explica casi la mitad del empleo sectorial, mientras que las actividades de refinación y comercialización de combustibles poseen una participación más acotada. Por su parte, los empleos relacionados con la generación de energía eléctrica representan el 40% de los puestos de trabajo sectoriales (Gráfico 2.27).

³³ La categoría “Petróleo y gas” incluye la estimación del empleo registrado en el sector privado para las ramas de a) 1110, extracción de petróleo crudo y gas natural y b) 1120, Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección. La categoría “Refinación”, por su parte, corresponde a las ramas de c) 2320, Fabricación de productos de la refinación del petróleo. La categoría “Energía eléctrica” corresponde a las ramas de d) 4011, generación de energía eléctrica; e) 4012, transporte de energía eléctrica; y f) 4013, distribución de energía eléctrica. La categoría “Comercialización” corresponde a las ramas g) 4020, Fabricación de gas y distribución de combustibles gaseosos por tuberías; y h) 5141, Venta al por mayor de combustibles, incluso gaseosos y productos conexos.

Gráfico 2.27. Composición del empleo privado registrado en el sector energético, 3ºT 2021- 2ºT 2022. (En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a información del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

Por otro lado, si bien para la economía en su conjunto la incidencia directa del sector energético en el empleo privado registrado no es tan significativa, el mismo es relevante en las principales provincias productoras de hidrocarburos. Por ejemplo, en el caso de Santa Cruz el empleo en el sector energético da cuenta del 12,5% del empleo privado registrado en dicha provincia. En las provincias de Neuquén y Chubut la incidencia del sector energético en el empleo privado supera el 10%. A su vez, al evaluar en conjunto la región patagónica se observa que el empleo privado en el sector energético da cuenta de aproximadamente el 6,7% del empleo total, dejando en evidencia la relevancia de este sector en las economías de dicha región³⁴ (Gráfico 2.28).

Adicionalmente, se debe destacar que la incidencia del sector energético en el empleo total se trata sólo de una aproximación, ya que no considera el efecto del empleo indirecto que genera la actividad energética ni el empleo público en el sector. Las estimaciones realizadas en otros trabajos sobre la generación de puestos de trabajo indirectos en el sector energético, referidas a la provincia de Neuquén, sitúan al multiplicador entre 4 y 11 puestos de trabajo adicionales por cada empleo en el sector. Dichas estimaciones surgen del trabajo del IAPG (2014)³⁵, en donde se estima un multiplicador de 4, en base a la utilización de la matriz insumo producto³⁶.

³⁴ Se debe señalar que dicha incidencia no toma en consideración el empleo público en el sector energético en dichas jurisdicciones.

³⁵ IAPG (2014), “Análisis y proyección de impactos económicos esperados del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Argentina”, Buenos Aires.

³⁶ Al respecto el IAPG sostiene: “Tomando el empleo registrado, el multiplicador que abarca efecto directo e indirecto es de 2,3, mientras que si se considera también el inducido alcanza 4,0. Esto quiere decir que

En tanto, la estimación realizada por la Cepal (2015)³⁷ calcula el multiplicador del empleo en 11 puestos de trabajo, en base a la cuantificación de las distintas ramas de actividad que prestan servicios a la industria hidrocarburífera³⁸. Si tomamos en consideración aún el multiplicador más reducido del nivel de empleo y lo extrapolamos al conjunto de la región patagónica, el empleo directo e indirecto en el sector energético daría cuenta de casi el 30% del empleo privado registrado en dichas provincias³⁹. A nivel nacional, por su parte, el Ministerio de Desarrollo Productivo (2021) estima que por cada puesto que se crea en el sector hidrocarburífero, se generan 6,1 puestos en el conjunto de la economía.

Por último, no se puede dejar de mencionar el salario relativamente elevado que perciben los trabajadores del sector respecto a los salarios promedio de la economía. A lo largo de la última década, los salarios de los trabajadores energéticos fueron en promedio un 286% más elevados que los verificados en el conjunto de los trabajadores registrados del sector privado. Dichas diferencias se incrementarían aún más si se tomaran en consideración las remuneraciones de los trabajadores del sector público. De esta forma, la relevancia del empleo en el sector energético no está dado sólo por la cantidad de trabajadores sino también por su nivel de

por cada empleo que se genera de forma directa en el sector O&G, en la provincia se generan de manera indirecta e inducida otros 3 puestos registrados adicionales.”

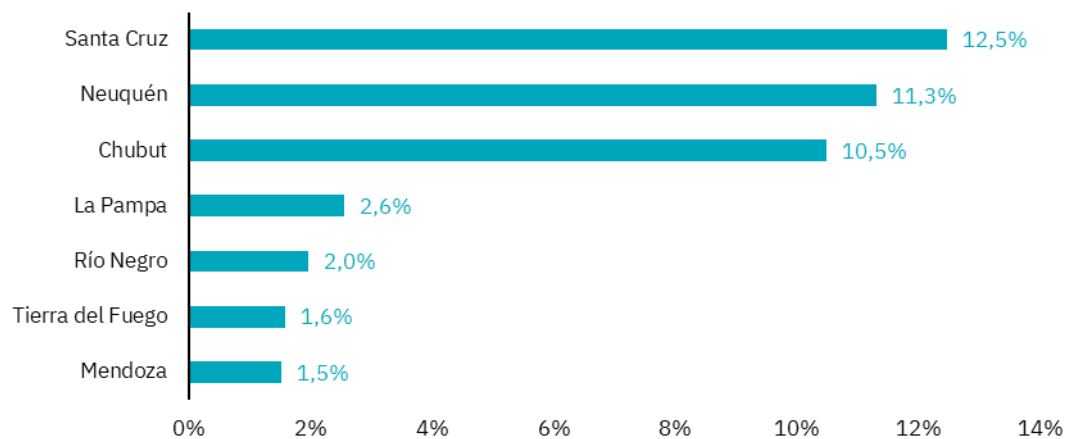
³⁷ Cepal (2015), “Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 27.641)”, Volumen 1, Buenos Aires .

³⁸ Cepal (2015): “*De este modo, si se considera el conjunto de ramas que satisface al menos una de las dos condiciones laborales que se estipularon para el análisis, siempre considerando como universo aquellas con relaciones más o menos estrechas con la producción de la rama 1110 Extracción de petróleo crudo y gas natural, resulta que en Neuquén 21 ramas explican el 46,7% del crecimiento del empleo, mientras que en Chubut 24 lo hacen en un 40%. En este sentido, es importante destacar la situación de Santa Cruz, pues allí sólo 13 ramas explican la misma proporción que las 24 de Chubut. Finalmente, no está de más consignar que, dentro del universo considerado, son pocos los rubros que cumplen ambas condiciones laborales: cuatro en el caso de Chubut y Neuquén y dos en las otras provincias. Aun así, esas cuatro explican en Neuquén el 9% del crecimiento del empleo provincial, proporción que es del 7% en Chubut y del 4% en Mendoza y Santa Cruz. En términos absolutos, considerando conjuntamente las tres provincias destacadas, resulta que en la rama 1110 el empleo creció en 971 puestos (154 en Chubut, 566 en Neuquén y 251 en Santa Cruz), mientras que el crecimiento del empleo directo e indirecto asociado a las transformaciones de YPF en tales provincias es de 11.672 (2.736 en Chubut, 6.923 en Neuquén y 2.013 en Santa Cruz). De este total, 5.246 corresponden a la rama de Actividades de servicios asociadas a la extracción de petróleo (963 en Chubut, 3.510 en Neuquén y 773 en Santa Cruz), mientras que los puestos restantes corresponden a las ramas de la producción asociadas a la actividad de manera relativamente más indirecta. Esta dinámica de creación de puestos puede explicitarse de una manera alternativa. Si se establecen las relaciones entre dichos puestos de trabajo creados, es posible atribuir a cada puesto creado en la rama extractiva 5,4 puestos en la que nuclea a los servicios relacionados a la actividad, y 11 puestos en el conjunto de las ramas de la producción.*”

³⁹ Dicha estimación corresponde al primer trimestre de 2018 y se realizó para las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

remuneración, que es sensiblemente superior al verificado en el conjunto de la economía. Dicho factor incrementa la relevancia del empleo energético como factor de demanda, en particular en las provincias que verifican una elevada actividad hidrocarburífera.

Gráfico 2.28. Incidencia del empleo en el sector energético en el empleo privado registrado a nivel provincial, Año 2021.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a información del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

3. Sección III. Proyección de la demanda doméstica de hidrocarburos hasta 2040.

3.1. Estado de la demanda energética doméstica en Argentina.

La matriz energética primaria de la Argentina en 2022 se encuentra conformada mayoritariamente por la utilización de hidrocarburos, los cuales representaron el 86,0% de las fuentes de energía primaria. Dicha participación se descompone en una incidencia del 53,0% del gas natural, un 31,3% de petróleo y un 1,6% de carbón. El 14% restante de la matriz se compone en un 3,2% de energía hidráulica, un 2,7% de energía nuclear, un 2,0% las energías renovables no convencionales (eólica y solar), un 3,0% de biocombustibles líquidos y un 3,0% otros tipos de energía (Gráfico 3.1). Respecto a esta composición debe destacarse, no obstante, que durante 2022 persistió la reducida participación de energía hidráulica, producto de la sequía que afectó a la región.

Gráfico 3.1. Matriz energética primaria argentina, Año 2022
(En porcentajes)

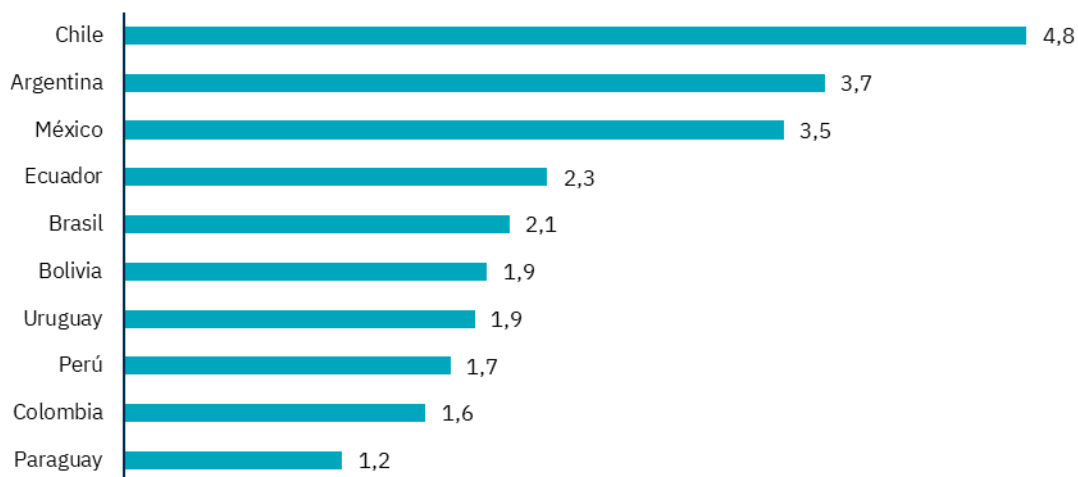


Fuente: elaboración propia en base a información de Secretaría de Energía.

La elevada penetración del gas natural en la demanda energética primaria implica una matriz relativamente limpia a nivel internacional, dada la escasa utilización de combustibles con altos niveles de emisión como el carbón y, en menor medida, el petróleo. No obstante, la baja incidencia de las fuentes sin emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como la energía renovable, hidráulica y nuclear determina que los niveles de emisión no sean sensiblemente más reducidos que los verificados en otros países de la región. En efecto, al comparar las emisiones de dióxido de carbono per cápita de Argentina, nuestro país ocupa el segundo lugar después de

Chile, cuyos elevados niveles de emisión obedecen centralmente a la persistencia del carbón en su matriz de generación (Gráfico 3.2).

Gráfico 3.2. Emisiones de CO₂ per cápita, Año 2019
(En toneladas métricas de CO₂ per cápita)



Fuente: elaboración propia en base a información del Banco Mundial.

Las fuentes de energía primaria son transformadas en diferentes subproductos energéticos que son consumidos de forma directa por parte de los usuarios. La matriz energética secundaria puede categorizarse en tres componentes principales: combustibles líquidos (compuesto principalmente por naftas⁴⁰ y gasoil⁴¹), gas natural⁴² y energía eléctrica⁴³.

La nafta es una mezcla de hidrocarburos que se obtiene directamente del petróleo a través de un proceso de destilación fraccionada y que se utiliza como combustible para el funcionamiento de motores de combustión interna. El gasoil, por su parte, es un hidrocarburo líquido compuesto fundamentalmente de parafinas y utilizado como combustible para calefacción y en motores a diésel. Por su parte, el gas natural es una mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor

⁴⁰ Incluye las categorías “Gasolina natural”, “Otras naftas”, “Motonafta total” y “Kerosene y Aerokerosene” del Balance Energético 2021.

⁴¹ Incluye las categorías “Diesel Oil + Gas Oil” y “Fuel Oil” del Balance Energético 2021.

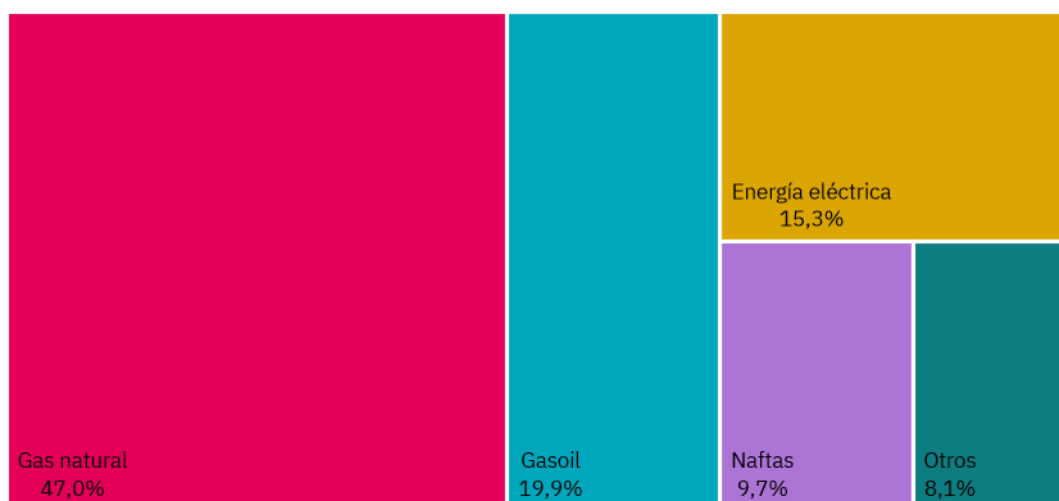
⁴² Incluye las categorías “Gas distribuido por redes”, “Gas de refinería” y “Gas licuado” del Balance Energético 2021. Disponible en:

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

⁴³ La categoría “otros” incluye “No energético”, “Gas de Coquería”, “Gas de Alto Horno”, “Coque”, “Carbón de Leña”, “Bioetanol” y “Biodiesel” del Balance Energético 2021.

proporción el metano (del 75% al 95%), y en menor medida etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón. Se utiliza como combustible doméstico e industrial (tiene un gran poder calorífico y genera un 41% menos de emisiones de gases de efecto invernadero que la utilización de carbón y un 24% menos respecto al gasoil⁴⁴) y como materia prima en la industria petroquímica. Por último, la energía eléctrica puede provenir de diversas fuentes (térmica, hidroeléctrica, renovable o nuclear) y puede transformarse en formas de energía tales como la energía lumínica, mecánica o térmica. En el caso de Argentina para el año 2022 la matriz eléctrica estuvo compuesta en un 58,9% de fuentes de origen térmico convencional, 21,8% hidroeléctrica, 5,4% nuclear y 13,9% renovable⁴⁵.

Gráfico 3.3. Matriz energética secundaria argentina, Año 2021.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a información de Secretaría de Energía.

A lo largo de la última década, la demanda secundaria de energía creció un 6,8% (2012 - 2022). Esta evolución, en línea con el estancamiento que experimentó la economía en la última década, esconde un comportamiento diferencial entre los distintos componentes: combustibles líquidos (nafta y gasoil), gas natural y energía eléctrica.

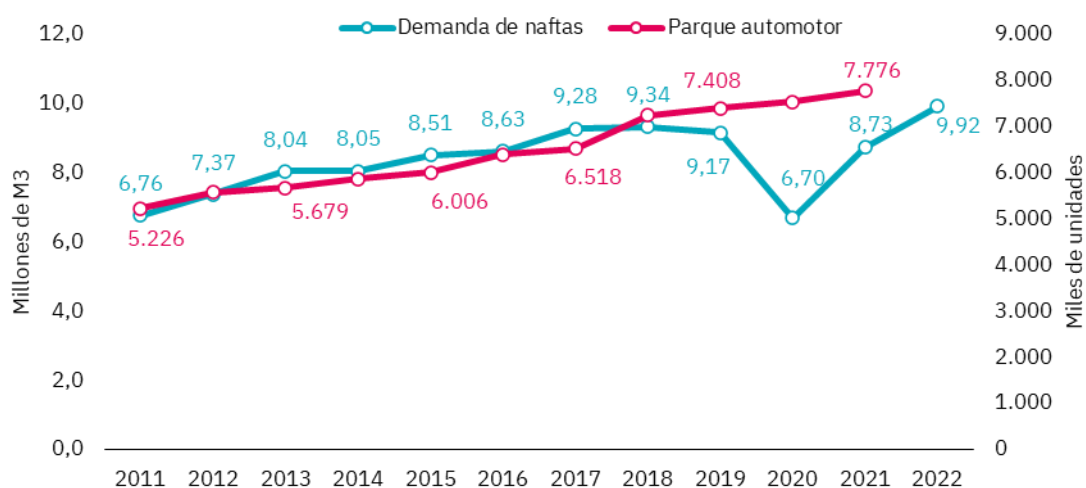
Entre 2012 y 2019, el aumento en la demanda de combustibles líquidos, en particular de las naftas —que evidenciaron un crecimiento a una tasa anual acumulativa del 3,2% en dicho

⁴⁴ A la vez, que el mayor rendimiento térmico de los ciclos combinados a gas natural respecto a las turbinas de vapor que utilizan carbón incrementan aún más estas diferencias.

⁴⁵ No se considera la importación de energía eléctrica.

período— obedeció a la expansión del parque automotor naftero, que creció a una tasa anual acumulativa del 4,1%. El consumo unitario, por su parte, se redujo a una tasa anual acumulativa del 0,9%, proceso que puede ser explicado, al menos parcialmente, por una mejora en la eficiencia. Entre 2019 y 2020, producto de la pandemia, la demanda de naftas se redujo un 27%, pero luego recuperó su sendero de crecimiento con una expansión del 21,7% anual acumulativo entre 2020 y 2022 (Gráfico 3.4).

Gráfico 3.4. Evolución de la demanda de naftas y del parque automotor, 2011 – 2022.
(En millones de m3 y en miles de unidades)



Fuente: elaboración propia en base a AFAC y Secretaría de Energía.

En tanto, la demanda de gasoil verificó una evolución relativamente estable a lo largo de la última década, que osciló alrededor de los 13,5 millones de m3, aunque con una trayectoria ligeramente disímil en los diferentes segmentos que la componen. En particular, la demanda local de gasoil está determinada por el consumo que realiza: a) el sector agropecuario, b) los vehículos livianos, c) el transporte de carga y pasajeros, y d) el gasoil destinado a la generación de energía eléctrica⁴⁶.

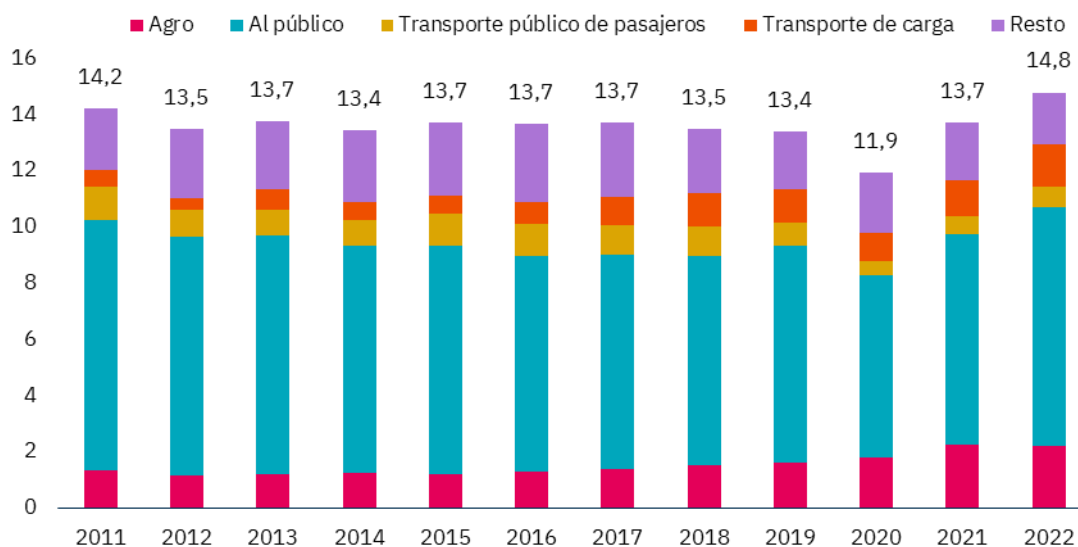
Mientras la demanda de gasoil para el sector agropecuario y para transporte de carga presentó un sustantivo crecimiento entre 2011 y 2021, del 5,2 y 8,9% anual respectivamente, esta última explicada por la expansión en el parque automotor de vehículos pesados que fue de 4,6% anual

⁴⁶ La evolución de este segmento se incluye en la subsección de energía eléctrica.

entre 2011 y 2021⁴⁷. La demanda de gasoil para consumo de vehículos livianos se redujo a una tasa del 1,7% anual acumulativa. Esto último se puede deber a que la expansión del parque automotor a diésel de vehículos livianos, a una tasa del 3,7% anual acumulativo entre 2011 y 2021⁴⁸, eficientizó la flota de vehículos e indujo a una reducción en su consumo unitario, que disminuyó en un 5,2% anual acumulativo en igual período. A la vez, que el menor costo relativo del GNC puede haber conducido a la reconversión de parte del parque -con mayor consumo- hacia esa alternativa más económica.

De esta forma, estas tendencias opuestas supusieron, en el agregado, un relativo sostenimiento en el nivel de demanda de gasoil. Entre 2021 y 2022, no obstante, se observa una expansión del 7,8% en la demanda total de gasoil, la que a su vez refleja un incremento en el consumo de casi todos los segmentos⁴⁹ (Gráfico N° 3.5).

Gráfico 3.5. Evolución de la demanda de gasoil por segmento, 2011 – 2022.
(En millones de m3)



Fuente: elaboración propia en base a AFAC.

⁴⁷ Último dato disponible.

⁴⁸ Último dato disponible.

⁴⁹ De 1,1% en la demanda para el sector agropecuario, 1,4% en la del consumo de vehículos livianos, 1,5% para consumo de transporte público de pasajeros y 1,3% en la de transporte de carga.

Por su parte, la demanda de gas natural puede dividirse en cuatro grandes segmentos: a) residencial y otros⁵⁰, b) GNC, c) usinas y d) industria. Se debe señalar que la demanda de gas natural presenta una elevada estacionalidad, producto del aumento del consumo residencial durante el período invernal a fin de calefaccionar los hogares y la expansión de la demanda por parte de las usinas de generación de energía eléctrica tanto en los picos térmicos de verano como de invierno. Más allá de este comportamiento estacional la demanda residencial de gas natural se encuentra determinada centralmente por la incorporación de usuarios a la red y, en menor medida, a la evolución del consumo unitario de los hogares.

La estacionalidad de la demanda de gas natural, incluyendo el consumo de combustibles alternativos para generación, es significativa. En el último quinquenio, el consumo de gas natural en el período invernal promedió 143 MMm3/d, en tanto que en el período estival alcanzó sólo los 114 MMm3/d⁵¹ (Gráfico 3.6). Es más, si se considera el mes de mayor consumo y el de menor consumo, la diferencia entre ambos es de aproximadamente 57 MMm3/d.

A su vez, la restricción a la provisión de gas natural en el mercado local condujo, además de la importación de GNL y gas natural proveniente de Bolivia, a la utilización de combustibles líquidos en el sistema de generación de energía eléctrica. Por lo tanto, la demanda potencial de gas natural en el pico de demanda invernal es aún más significativo. Más aún, cuando en diversos períodos a lo largo de la última década se asistió a una restricción en la oferta de gas natural, proceso que condujo a la falta de suministro, tanto de gas natural como de combustibles alternativos, a diversas plantas industriales.

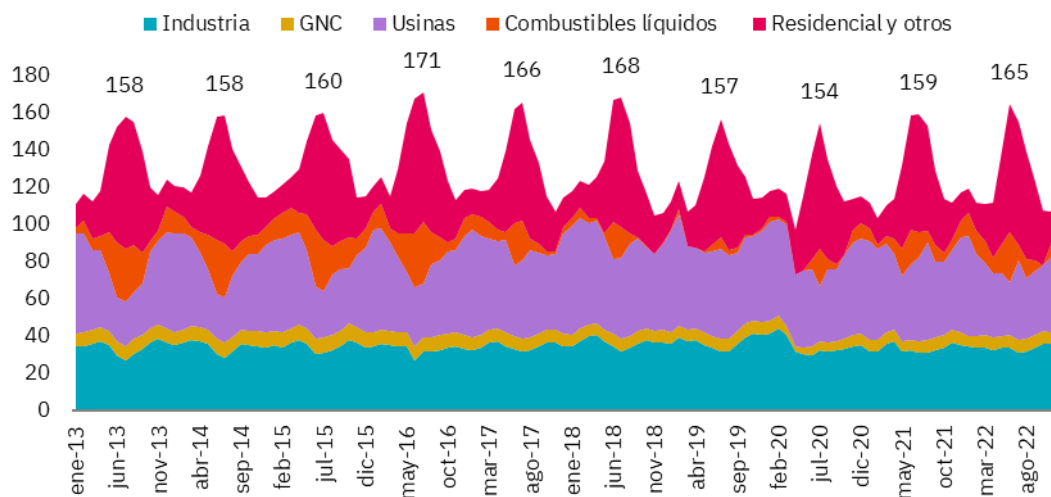
Por su parte, la demanda de gas natural para GNC se encuentra asociada con el grado de movilidad y los precios relativos del GNC respecto a los combustibles líquidos. A lo largo de la última década se observa un estancamiento en el parque de vehículos a GNC junto con una caída en el consumo unitario, lo que ha determinado una leve disminución en la demanda de este combustible del 1,5% anual acumulativo entre 2012 y 2022. Entre 2021 y 2022, por su parte, se incrementó la demanda del segmento en un 1,3%.

⁵⁰ Incluye la demanda del segmento residencial, comercial, entes oficiales y subdistribuidoras.

⁵¹ Se consideró como período invernal el período comprendido entre los meses de mayo y septiembre, en tanto que se consideró como período estival el resto del año.

Gráfico 3.6. Evolución de la demanda de gas natural⁵² y combustibles líquidos para generación eléctrica, 2013 – 2022.

(En MMm³/d y MMm³/d de gas equivalente)



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARGAS y CAMMESA.

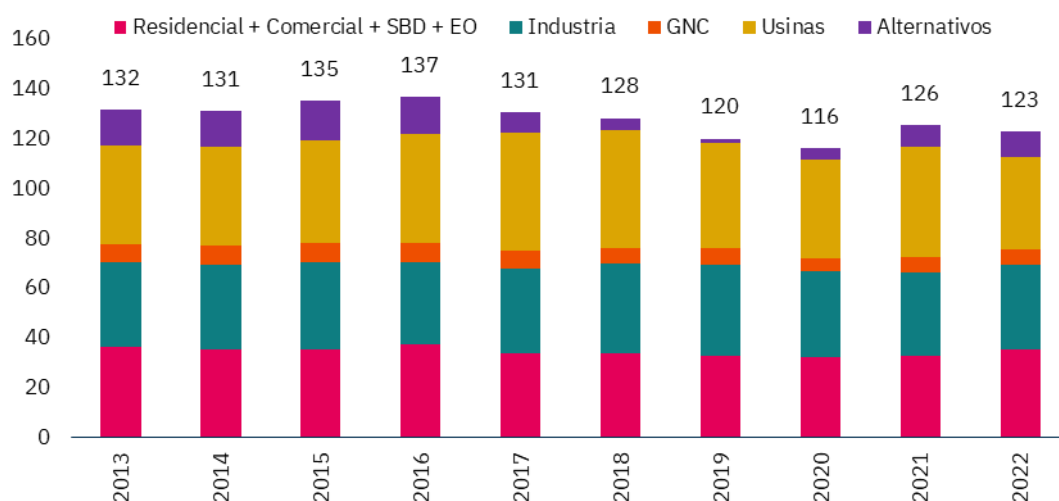
Por último, se debe señalar que la evolución de la demanda industrial de gas natural se encuentra asociada en el largo plazo a la evolución del nivel de actividad económica, pero centralmente al desarrollo de plantas intensivas en la utilización de gas natural, tal como aconteció a finales de la década de 1990 y comienzos del presente siglo. Sin embargo, las restricciones que experimentó la provisión local de gas natural a lo largo de las primeras décadas del siglo, centralmente por los reducidos precios del gas natural percibido por los productores, determinó que no se desarrollaran nuevos proyectos gasíferos intensivos que potenciaran la demanda. Esto significó la contracción en la demanda de gas natural para el segmento industrial a una tasa anual acumulativa del 0,1% entre los años 2011 y 2022.

En términos agregados la demanda interna de gas natural verificó un relativo estancamiento a lo largo de la última década, con una contracción del 0,8% anual acumulativo entre 2013 y 2022. Esto fue consecuencia principalmente de las restricciones en la oferta de energía y del estancamiento de la economía, destacándose no obstante como factores expansivos la ampliación en las redes de distribución y el aumento de la generación de energía eléctrica de origen térmico. En efecto, en el año 2016 la demanda de cada uno de los segmentos (excepto usina) alcanzó su máximo histórico (Gráfico 3.7).

⁵² La utilización de combustibles líquidos en el segmento de generación de energía eléctrica se encuentra centralmente asociado a la insuficiencia de la oferta de gas natural.

Sin embargo, a partir de 2016 la recomposición de las tarifas de gas natural, el aumento de las temperaturas medias y la contracción en el nivel de actividad económica, condujeron a una detracción de la demanda total de gas natural, que se redujo al 1,7% anual acumulativo, lo que se explica centralmente por la disminución de la demanda en el segmento residencial (y otros) y de GNC. La utilización de gas natural en usinas se contrajo en 2022 un 22,6% respecto al máximo valor de 2017 producto de las restricciones en la disponibilidad local de gas natural, si se toma en cuenta la utilización de otros combustibles para generación eléctrica la disminución fue de un 15% en esos años. En parte, el menor requerimiento térmico durante 2022 se produjo por la recuperación de la generación eléctrica de origen hídrico y la importación de energía eléctrica de Brasil.

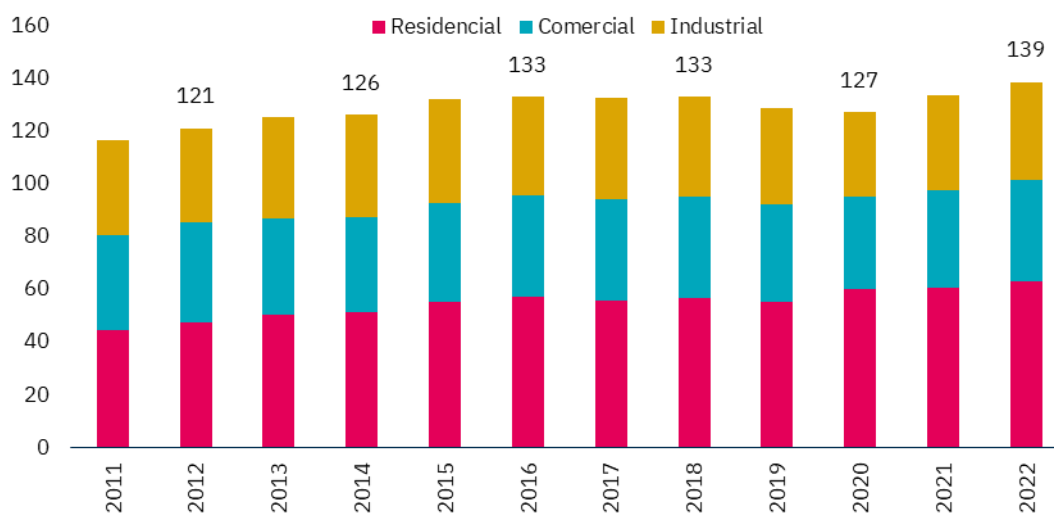
Gráfico 3.7. Evolución de la demanda de gas natural por segmento, 2011-2022.
(En MMm³/d y MMm³/d de gas equivalente)



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Por último, la demanda de energía eléctrica en nuestro país se compone centralmente por tres segmentos: residencial, comercial e industrial. En términos agregados, la demanda ha experimentado un crecimiento de 1,6% anual acumulativo entre los años 2011 y 2022, explicado por el aumento en la cantidad de usuarios y, también, por un incremento del consumo en términos unitarios (Gráfico 3.8).

Gráfico 3.8. Demanda total de energía eléctrica por segmento, 2011 – 2022.
(En TWh)

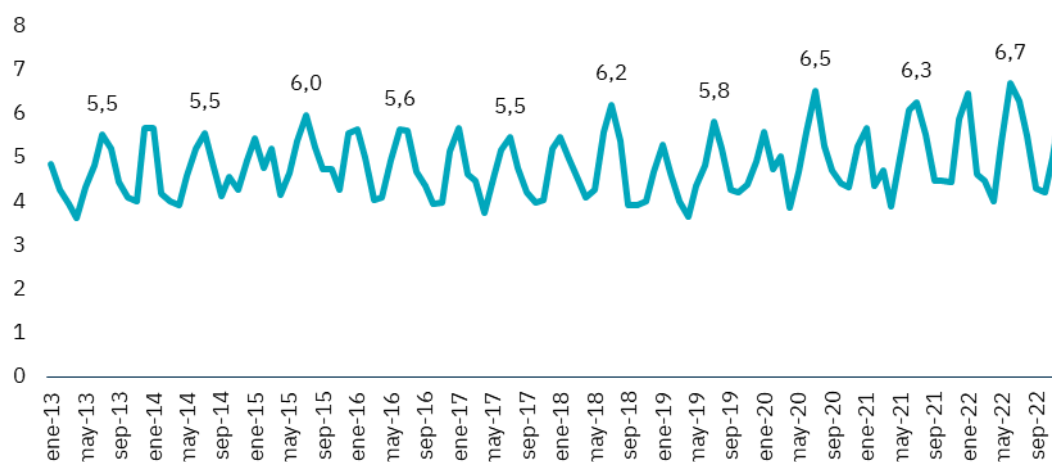


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La demanda del segmento residencial fue la que mayor expansión evidenció en la última década, con un crecimiento del 40,6% entre los años 2011 y 2022, producto fundamentalmente de la incorporación de bienes durables de confort por parte de los hogares y la prevalencia de tarifas reducidas. En efecto, esta tendencia ha llevado a que la demanda presente una elevada estacionalidad asociada a la refrigeración en el período estival y al calefaccionamiento de los hogares sin provisión de gas natural en el período invernal (Gráfico 3.9). Por su parte, la recomposición tarifaria llevada adelante desde finales de 2016 condujo a una retracción transitoria en los niveles de demanda, producto de la contracción en el consumo unitario por parte de los hogares. Sin embargo, dicho proceso comenzó a revertirse en los últimos años en el marco de un nuevo proceso de abaratamiento de las tarifas eléctricas en términos reales.

Los restantes segmentos de la demanda eléctrica evidenciaron un menor dinamismo, proceso que se tradujo en un incremento de la participación del segmento residencial en la demanda total, que pasó del 39% en 2011 al 46% en 2022. En efecto, la demanda de energía eléctrica por parte del segmento comercial creció sólo un 8% entre el año 2011 y 2022, y disminuyó su participación del 31% al 28% en 2022.

Gráfico 3.9. Demanda de energía eléctrica en el segmento residencial, 2013 – 2022.
(En TWh)

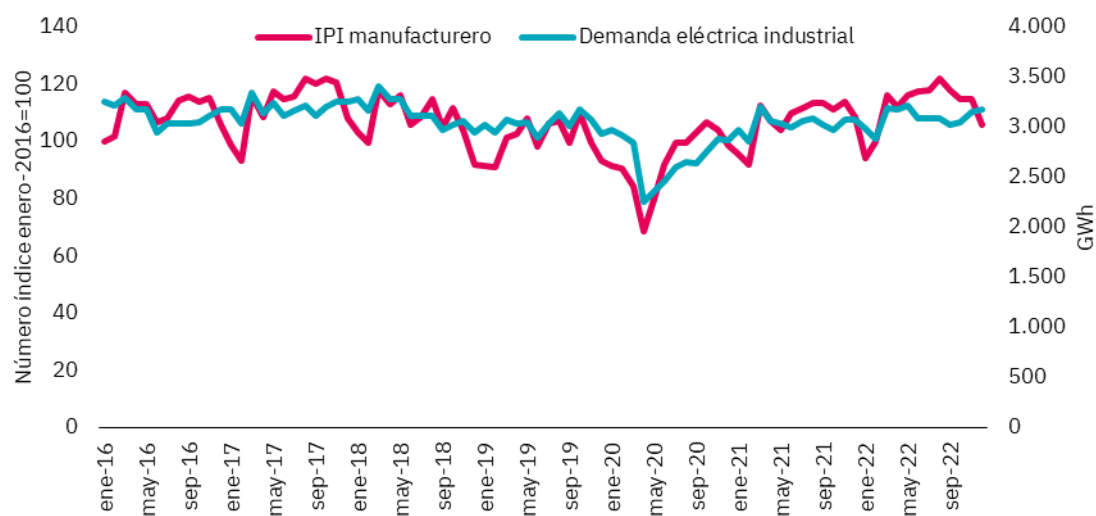


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Por último, en el segmento industrial, la demanda eléctrica evoluciona estrechamente vinculada al crecimiento de la actividad industrial. En efecto, al comparar la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI) con la demanda eléctrica industrial, ambas muestran una trayectoria similar, si bien la demanda eléctrica tiene un comportamiento más suavizado. Un ejemplo particularmente ilustrativo es la caída en la actividad experimentada en 2020, producto de las medidas de aislamiento asociadas al Covid-19, en donde entre enero del 2020 y abril del 2020 el IPI cayó un 33% y la demanda eléctrica un 31%. Luego de ese mínimo, la demanda eléctrica industrial acompañó la recuperación de la actividad, con una suba del 26% entre abril del 2020 y marzo del 2021 en consonancia a la suba del 39% del IPI en igual período (Gráfico 3.10).

Por su parte, la oferta de energía eléctrica en la Argentina, que representó más del 15% de la oferta secundaria de energía durante el 2022, está compuesta por diversas fuentes, que han visto modificada su incidencia a lo largo de las últimas décadas. La inexistencia, más allá de Yacyretá, de grandes proyectos de infraestructura hidroeléctrica en las últimas décadas condujo a una pérdida de relevancia de la generación de origen hidráulico y a un aumento en la incidencia de la generación de origen térmico. En particular, la expansión de la generación térmica se basó en la instalación de ciclos combinados desde finales de la última década del siglo pasado, producto de su relativamente rápida instalación y los menores niveles de inversión que requerían respecto a las grandes obras de infraestructura hidroeléctrica.

Gráfico 3.10. Demanda de energía eléctrica en el segmento industrial e IPI-INDEC, 2016 -2022.
(En GWh y número índice 2016=100)

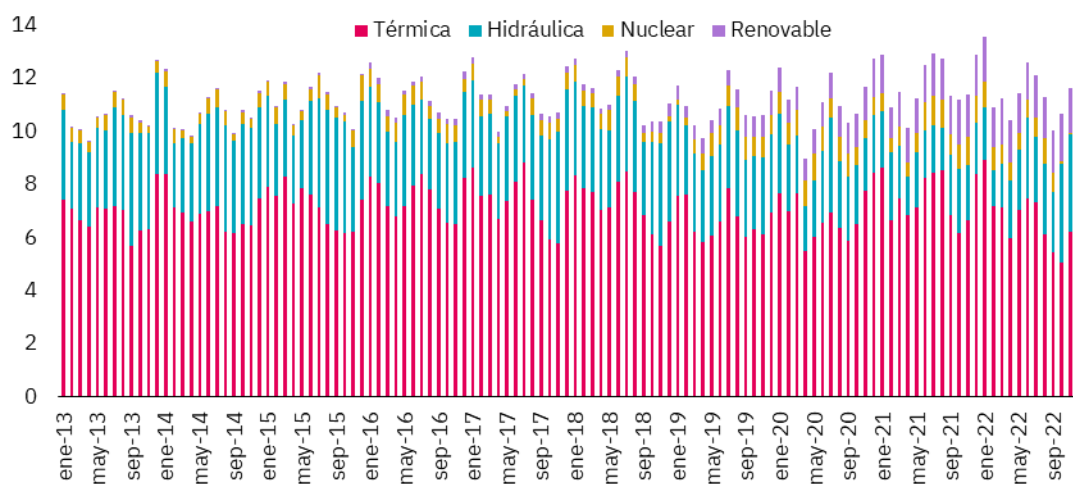


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA e INDEC.

La expansión de la potencia instalada de origen térmico se basó además en la disponibilidad de gas natural abundante y barato que caracterizó a la Argentina a fines del siglo pasado. Sin embargo, la declinación de la producción de gas natural a lo largo de primera década del presente siglo condujo a la utilización creciente de combustibles alternativos —gasoil y fueloil— para el abastecimiento de las centrales térmicas. Este proceso derivó en un incremento en el costo de generación eléctrica como consecuencia del mayor costo de los combustibles líquidos respecto al gas natural.

Por su parte, la modificación más relevante en la oferta eléctrica a lo largo de la última década la constituye la incorporación de más de 4.600 MW de potencia renovable a la red, a partir de la sanción de la Ley N° 26.190 de Fomento de Energías Renovables en 2015. En el marco de dicho proyecto de Ley, la generación de origen renovable se expandió pasando de representar tan solo el 2% de la generación total en 2017 al 12% en 2021 y al 15% en 2022. No obstante, cabe señalar que si bien la Ley N° 26.190 tiene por objetivo alcanzar el 20% de participación renovable en 2025, el ritmo de incorporación de potencia renovable se desaceleró en los últimos años, producto de los elevados costos de financiamiento y las limitaciones de transporte existente en las líneas de extra alta tensión.

Gráfico 3.11. Evolución de la matriz de generación eléctrica por fuente, 2011 – 2022.
(En GWh)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

3.2. Escenarios de demanda energética a 2030

En la presente sección se desarrollan distintas proyecciones de la demanda energética potencial de nuestro país a lo largo de la presente década. Se elaboraron tres escenarios que suponen tasas de crecimiento económico diferenciales y, en donde, el grado de avance en la mitigación en la emisión de gases de efecto invernadero se encuentra estrechamente asociada al crecimiento que experimente la economía argentina. En este sentido, los escenarios de mayor avance en las medidas de mitigación corresponden a escenarios de elevado crecimiento económico que permiten mayores niveles de inversión en medidas de mitigación en la emisión de gases de efecto invernadero. En síntesis, se diseñaron tres escenarios de demanda que suponen diferentes grados de avance en el proceso de transición energética, en el marco de trayectorias de crecimiento económico claramente diferenciales.

Los escenarios se elaboraron hasta el año 2030 y cada uno de ellos adopta una serie de supuestos en relación a variables consideradas críticas para estimar la demanda de energía y la composición de la misma durante la próxima década. Las principales variables consideradas fueron: crecimiento económico, demanda industrial y residencial de energía, expansión del parque automotor, nivel de eficiencia en el consumo energético⁵³, penetración de energías

⁵³ Se entiende por eficiencia energética al conjunto de acciones que permiten mejorar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios que se obtienen a partir de su uso, sin afectar la calidad del servicio. Se logra a través de la implementación de medidas de gestión de la energía, la

renovables en la matriz eléctrica y el desarrollo de la electromovilidad⁵⁴. En base a estas variables se conformaron tres escenarios de demanda para la próxima década: uno denominado tendencial, uno de transición acelerada y otro de transición lenta, con menor agresividad en las medidas de descarbonización.

A continuación, se presenta un resumen de los principales supuestos considerados en la constitución de cada uno de los escenarios, así como los resultados alcanzados.

3.2.1. Escenario Tendencial

El escenario tendencial se caracteriza por el mantenimiento del status quo en términos de crecimiento económico y transición energética. Se proyecta un bajo crecimiento económico, en línea con lo acontecido en el pasado reciente⁵⁵, y para ello se toma como referencia la tasa de crecimiento del PBI registrada entre los años 2000 y 2020 (1,7%).

La demanda industrial de energía, tanto eléctrica como gasífera, se estimó en base a la relación entre crecimiento económico y demanda energética industrial verificada entre los años 2000 y 2021. En función de esto se proyectó que la demanda eléctrica del sector industrial se expande a una tasa anual acumulativa del 1,7% hasta 2030, mientras que la gasífera lo hace al 1,0%. Por su parte, la demanda residencial y comercial de energía eléctrica y gas natural se expande a la misma tasa que se verificó en el promedio de las dos últimas décadas, es decir, a una tasa anual acumulativa del 3,3% y del 2,2% respectivamente. Se debe señalar, que no se considera el desarrollo de nuevos proyectos industriales intensivos en el uso de gas natural a lo largo de la presente década a pesar de la disponibilidad de recursos que posee nuestro país.

Por su parte, la expansión y composición del parque automotor es similar a la verificada en los últimos años (2018 – 2021) y se supone que no se registran modificaciones sustantivas en términos de una mayor incidencia de la electromovilidad, es decir, no se produce un reemplazo

inversión en tecnologías de mayor rendimiento, la adopción de procesos productivos más eficaces y la mejora de los hábitos para un uso responsable.

⁵⁴ Esta a su vez depende de variables como la autonomía de los vehículos, los costos de los componentes (baterías, la paridad de precios con vehículos de combustión interna, si la fabricación es local/regional) y la infraestructura de carga.

⁵⁵ El producto bruto registró una tasa de crecimiento anual acumulativa del 1,7% entre 1975 y 2021. Dicha tasa fue similar entre los años 2000 y 2021. Finalmente, en la última década (2012-2022) el PIB se mantuvo aproximadamente constante, registrándose un crecimiento a una tasa anual acumulativa de apenas el 0,3%.

de vehículos livianos nafteros por autos híbridos o eléctricos. Tampoco se verifica un reemplazo significativo de vehículos pesados por vehículos a GNC o GNL. En lo que respecta a la eficiencia energética, se considera que no hay mejoras sustantivas que permitan reducir el consumo unitario de los vehículos, los cuales mantienen el consumo unitario promedio registrado entre 2011 y 2021.

Por su parte, la demanda local de petróleo se encuentra determinada por la capacidad de procesamiento del parque refinador. Si bien seguramente se producirán inversiones significativas tendientes a mejorar la calidad de los combustibles y adaptar la carga de las refinerías a una canasta de crudos más liviana, en todos los escenarios se considera que no se ampliará la capacidad de refinación del parque, la cual permanecerá estable en torno a los 520 kbbl/d hasta 2030. Este supuesto implica que el aumento en la demanda de combustibles líquidos deberá abastecerse con la importación de volúmenes crecientes de productos terminados, tal como aconteció a lo largo de la última década.

En relación a la penetración de energías renovables, las dificultades para acceder a financiamiento a tasas asequibles que permitan incrementar tanto la potencia instalada como la capacidad de transporte en extra alta tensión supondrán en este escenario una restricción para su desarrollo. En este escenario, se considera que la penetración de energías renovables en la matriz eléctrica alcanza el 20% recién en 2027 y a partir de dicho momento la incorporación de potencia adicional permite mantener constante dicha incidencia hasta 2030.

Finalmente, se considera la culminación de las obras de hidroeléctricas en construcción en el río Santa Cruz, previéndose el ingreso de generación adicional en los años 2028 y 2030 cuando se incorporan 3.380 GWh y 1.903 GWh anuales respectivamente. Se debe señalar, que el ingreso de esta potencia adicional requiere de la ampliación de la capacidad de transporte en extra alta tensión. Para la generación nuclear se consideró la proyección en función de los mantenimientos programados según CAMMESA, y no se consideró la incorporación de nueva potencia.

Tabla 3.1. Principales supuestos considerados en el escenario tendencial

VARIABLE		PROYECCIÓN	
Crecimiento económico		1,7% anual	
Demanda industrial	Eléctrica	1,7% anual	
	Gas natural	1,0% anual	
Demanda residencial	Eléctrica	3,3% anual	
	Gas natural	2,2% anual	
Parque automotor		Tasa anual	Consumo unitario
	Naftero	2,3%	1,25 m3/ año/ unidad
	Gasoil livianos	1,4%	1,83 m3/ año/ unidad
	Gasoil Pesados	1,9%	3,92 m3/ año/ unidad
	GNC livianos	2,2%	1.258 m3/ año/ unidad
	Reemplazo de pesados por GNC/GNL	No se considera	
Electromovilidad		2,3% anual se mantiene la participación del año 2021.	15 kWh/ 100 km
Oferta eléctrica	Renovables	20% en 2027 y luego participación constante	
	Hidroeléctrica	+ 3.380 GWh por año desde 2028 (Condor Cliff) + 1.903 GWh por año desde 2030 (La Barrancosa)	

3.2.2. Escenario transición lenta

El escenario de transición lenta supone un avance moderado en el proceso de transición energética, en el marco de un crecimiento económico más elevado que el registrado a lo largo de la última década. En este escenario, se considera que la economía argentina se expande a un 3% anual hasta finales de la presente década.

La demanda industrial de energía, tanto eléctrica como gasífera, se estimó en base a la relación entre crecimiento económico y demanda energética industrial. En función de esto se proyectó que la demanda eléctrica del sector industrial se expande a una tasa anual acumulativa del 3,0% hasta 2030, mientras que la gasífera lo hace al 1,6%. Por su parte, la demanda residencial y comercial de energía eléctrica y gas natural también evoluciona acorde a su relación con el crecimiento económico, pero la aplicación de medidas de eficiencia energética reduce el

consumo unitario de los hogares y establecimientos en 1 p.p. respecto a esa relación⁵⁶, motivo por el cual la demanda se expande a una tasa anual acumulativa del 4,7% y del 2,8% para la demanda residencial eléctrica y gasífera respectivamente.

La expansión del parque automotor es similar a la verificada en el período 2018 – 2021 y se supone que a partir de 2026 los vehículos eléctricos representan el 5% de las incorporaciones del parque automotor liviano. También se considera que, a partir del 2026, se verifica un reemplazo del 20% del crecimiento del parque de vehículos pesados por vehículos a GNC o GNL. En lo que respecta a la eficiencia energética, se consideran mejoras que permiten reducir el consumo unitario de los nuevos vehículos a una tasa anual del 0,3%.

En relación a la demanda local de petróleo, se mantiene el supuesto del escenario tendencial. Por su parte, en lo que hace a la penetración de energías renovables, el crecimiento económico habilita un mayor acceso al financiamiento que permite incrementar tanto la potencia instalada como la capacidad de transporte. En este contexto, se alcanza un nivel de 20% de generación renovable en la matriz eléctrica a 2027 y de 21,7% a 2030. Finalmente, en cuanto a la energía hidroeléctrica y nuclear, se mantienen los supuestos del escenario tendencial.

A continuación, se resumen las principales variables determinantes del escenario:

⁵⁶ Como consecuencia del crecimiento económico y en línea con la relación histórica entre consumo de energía eléctrica del sector residencial y PIB, la demanda de energía eléctrica de ese segmento debería crecer al 5,7% en este escenario. Sin embargo, se considera una tasa 1 p.p. menor debido a tarifas más altas, al recambio de luminarias y electrodomésticos por tecnologías más eficientes y a la aplicación de políticas activas en el uso responsable de la energía.

Tabla 3.2. Principales supuestos considerados en el escenario de transición lenta

VARIABLE		PROYECCIÓN	
Crecimiento económico		3,0% anual	
Demanda industrial	Eléctrica	3,0% anual	
	Gas natural	1,6% anual	
Demanda residencial	Eléctrica	4,7% anual	
	Gas natural	2,9% anual	
Parque automotor		Tasa anual	Consumo
	Naftero	3,0%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,3% anual respecto al tendencial
	Gasoil livianos	2,5%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,3% anual respecto al tendencial
	Gasoil Pesados	2,5%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,3% anual respecto al tendencial
	GNC livianos	2,2%	1.258 m3/ año/ unidad
	Reemplazo de pesados por GNC/GNL	A partir de 2026 el 20% del crecimiento del parque pesado	
Electromovilidad	Reemplazo de nuevos vehículos nafteros	A partir de 2026 el 5% del crecimiento del parque naftero	15 kWh/ 100 km
Oferta eléctrica	Renovables	20% en 2027 21,7% en 2030	
	Hidroeléctrica	+ 3.380 GWh por año desde 2028 (Condor Cliff) + 1.903 GWh por año desde 2030 (La Barrancosa)	

3.2.3. Escenario Transición acelerada

El escenario de transición acelerada supone, en el marco de un elevado crecimiento de la economía, un avance sustantivo en materia de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este escenario se considera una tasa de crecimiento económico del 4,5% anual en lo que resta de la década, proceso que permite en un contexto de mayor disponibilidad de recursos avanzar más significativamente en medidas de mitigación del cambio climático.

La demanda industrial de energía, tanto eléctrica como gasífera, se estimó en base a la relación entre crecimiento económico y demanda energética industrial verificada a lo largo de las últimas décadas. En este marco, se consideró una expansión de la demanda eléctrica del sector industrial a una tasa anual acumulativa del 4,5% hasta 2030, mientras que la gasífera se consideró que se expande al 2,5% anual, suponiendo implícitamente que no se produce el desarrollo masivo de plantas gasífero-intensivas a lo largo de la presente década. Por su parte, la demanda residencial y comercial de energía eléctrica y gas natural también evoluciona acorde

a su relación con el crecimiento económico, pero la aplicación de medidas de eficiencia energética reduce el consumo unitario de los hogares y establecimientos en 2% p.p.⁵⁷, motivo por el cual la demanda se expande a una tasa anual acumulativa del 6,6% y del 3,8% para la demanda residencial eléctrica y gasífera respectivamente.

La expansión y composición del parque automotor es similar a la verificada en la última década (2011-2021) y se supone que a partir de 2026 los vehículos eléctricos reemplazan el 15% de la expansión del parque automotor liviano. También se considera que, a partir del 2026, se verifica un reemplazo del 50% del crecimiento del parque de vehículos pesados por vehículos a GNC o GNL. En lo que respecta a la eficiencia energética, se consideran mejoras que permiten reducir el consumo unitario de los nuevos vehículos a una tasa anual del 0,5%.

En relación a la demanda local de petróleo, se mantiene el supuesto del escenario tendencial.

Por su parte, en lo que hace a la penetración de energías renovables, el crecimiento económico habilita un mayor acceso al financiamiento que permite incrementar tanto la potencia instalada como la capacidad de transporte. Se alcanza una incidencia de la generación renovable en la matriz eléctrica del 20% a 2025 y del 25% en 2030. Finalmente, en cuanto a la energía hidroeléctrica y nuclear, se mantienen los supuestos del escenario tendencial.

A continuación, se resumen las principales variables determinantes del escenario:

⁵⁷ Como consecuencia del crecimiento económico y en línea con la relación histórica entre consumo de energía eléctrica del sector residencial y PIB, la demanda de energía eléctrica de ese segmento debería crecer al 8,6% en este escenario. Sin embargo, se considera una tasa 2 p.p. menor debido a tarifas más altas, al recambio de luminarias y electrodomésticos por tecnologías más eficientes, a la aplicación de políticas activas en el uso responsable de la energía y eficiencia energética edilicia.

Tabla 3.3. Principales supuestos considerados en el escenario de transición acelerada

VARIABLE		PROYECCIÓN	
Crecimiento económico		4,5% anual	
Demanda industrial	Eléctrica	4,5% anual	
	Gas natural	2,5% anual	
Demanda residencial	Eléctrica	6,6% anual	
	Gas natural	3,8% anual	
Parque automotor		Tasa anual	Consumo
	Naftero	4,1%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,5% anual respecto al tendencial
	Gasoil livianos	3,7%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,5% anual respecto al tendencial
	Gasoil Pesados	3,9%	los nuevos vehículos reducen el consumo un 0,5% anual respecto al tendencial
	GNC	2,2%	1.258 m3/ año/ unidad
	Reemplazo de pesados por GNC/GNL	A partir de 2026 el 50% del crecimiento del parque pesado	
Electromovilidad	Reemplazo de nuevos vehículos nafteros	A partir de 2026 el 15% del crecimiento del parque naftero	15 kWh/ 100 km
Oferta eléctrica	Renovables	20% en 2025 25% en 2030	
	Hidroeléctrica	+ 3.380 GWh por año desde 2028 (Condor Cliff) + 1.903 GWh por año desde 2030 (La Barrancosa)	

3.3. Formulación de supuestos y resultados de los escenarios de transición energética

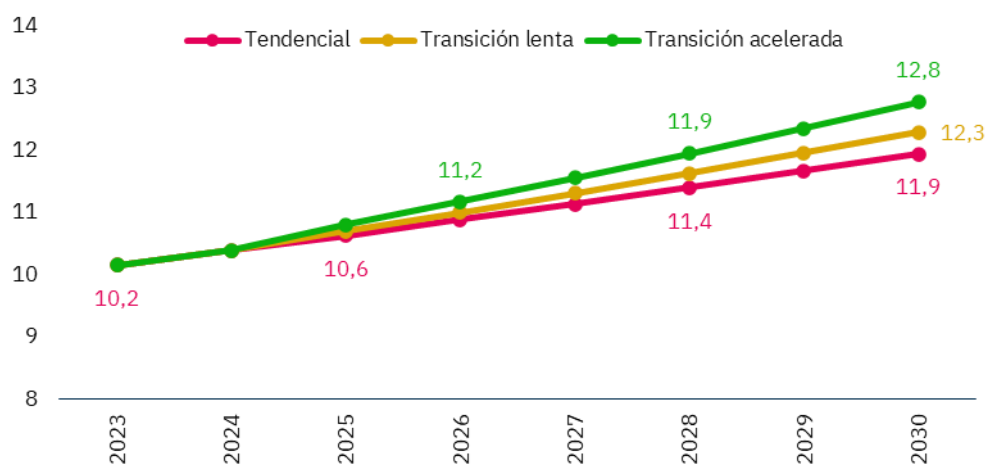
En la presente sección se desarrollan los supuestos considerados en cada uno de los escenarios, así como los resultados que se alcanzan en cada uno de los diferentes submercados energéticos, divididos en fuentes primarias y secundarias.

3.3.1. Petróleo y combustibles líquidos

En lo que refiere a las fuentes primarias, para la demanda de petróleo local en los tres escenarios se considera que, si bien seguramente se producirán inversiones significativas tendientes a mejorar la calidad de los combustibles y en adaptar la carga de las refinerías a una canasta de crudos más liviana, no se ampliará la capacidad de refinación, la cual permanecerá estable en torno a los 520 kbbl/d durante la presente década. Este supuesto implica que el aumento en la demanda de combustibles líquidos deberá abastecerse con la importación de volúmenes crecientes de productos terminados, tal como aconteció a lo largo de la última década.

En lo que refiere a fuentes secundarias, se hacen supuestos sobre la evolución de la demanda de naftas y de gasoil. Para la demanda de naftas, se prevé un crecimiento del 2,3% anual acumulativo entre 2023 y 2030 en el escenario tendencial, del 2,7% en el escenario de transición lenta y del 3,2% en el escenario de transición acelerada. Estos se explican, por un lado, por la evolución del parque automotor naftero, que crece al 2,3%, 2,9% y 3,8%, respectivamente, en cada uno de los escenarios, y por el consumo unitario de los vehículos, que en el escenario tendencial se mantiene en el nivel de 2022, pero en los escenarios de transición lenta y acelerada los nuevos vehículos reducen el consumo respecto al valor inicial en un 0,3 y 0,5% anual acumulativo respectivamente respecto a los niveles verificados entre 2018 y 2019. Esto es así en tanto en los escenarios de transición se asume que la incorporación de vehículos más eficientes impacta sobre el consumo unitario (Gráfico 3.12). También debe considerarse que en esos dos escenarios parte del crecimiento supuesto para el parque automotor liviano naftero es reemplazado por vehículos eléctricos, lo que reduce el crecimiento en el consumo de nafta.

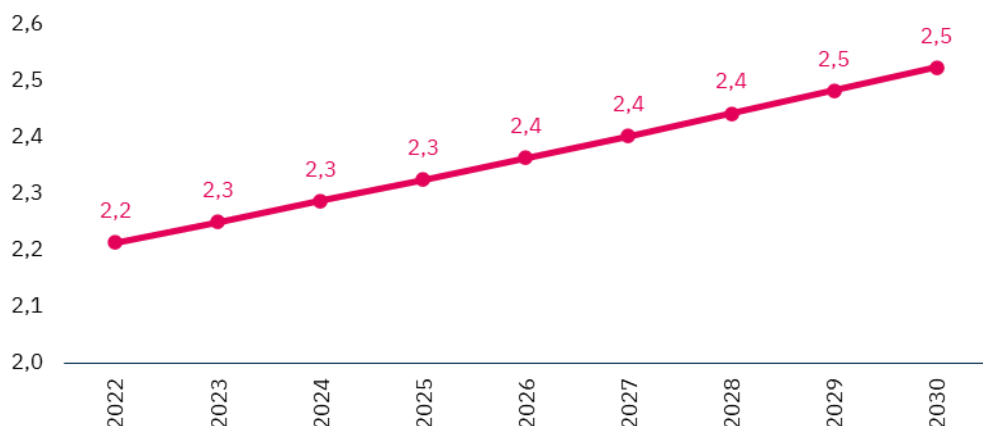
Gráfico 3.12. Demanda de nafta, 2023-2030.
(En millones de m3)



Fuente: elaboración propia en base a información de AFAC y la Secretaría de Energía.

Para la demanda de gasoil, se formulan supuestos para los cuatro segmentos que componen la demanda de este combustible en los tres escenarios. En el segmento de demanda para sector agropecuario, se supone un crecimiento de 1,6% anual acumulativo para los tres escenarios, en línea con el registrado entre los años 2011 y 2018 (Gráfico 3.13).

Gráfico 3.13. Demanda de gasoil para el sector agropecuario, 2023-2030.
(En millones de m3)



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

En el caso de la utilización de gasoil en vehículos livianos, se prevé un crecimiento similar del 1,4% anual para el escenario tendencial, del 2,5% en el escenario de transición lenta y del 3,7% en el escenario de transición acelerada. Estos crecimientos se explican, por un lado, por la evolución del parque automotor de vehículos livianos a gasoil, y por otro, por el consumo unitario de los vehículos, que en el escenario tendencial se mantiene en el promedio del período 2014 – 2021, pero en los escenarios de transición lenta y acelerada disminuye un 0,3 y 0,5% anual acumulativo respectivamente respecto a los niveles promedio entre 2011 y 2021.⁵⁸ En los escenarios de mayor avance en las medidas de mitigación se asume que se incorporan vehículos más eficientes que permiten disminuir el consumo unitario (Gráfico 3.14).

En la demanda de gasoil para vehículos de transporte de cargas y pasajeros, se prevé un crecimiento del 1,9% anual acumulativo entre 2023 y 2030 en el escenario tendencial, del 2,1% en el escenario de transición lenta y del 2,5% en el escenario de transición acelerada. Estas trayectorias se explican, en primer lugar, por la evolución del parque automotor de vehículos pesados a gasoil, que crece al 1,9%, 2,2% y 2,6%, respectivamente. En segundo lugar, por el consumo unitario de los vehículos, que en el escenario tendencial se mantiene en el promedio del período 2011-2021, pero en los escenarios de transición lenta y acelerada disminuye un 0,3 y 0,5% anual acumulativo respectivamente respecto a los niveles promedio entre 2011 y 2021.

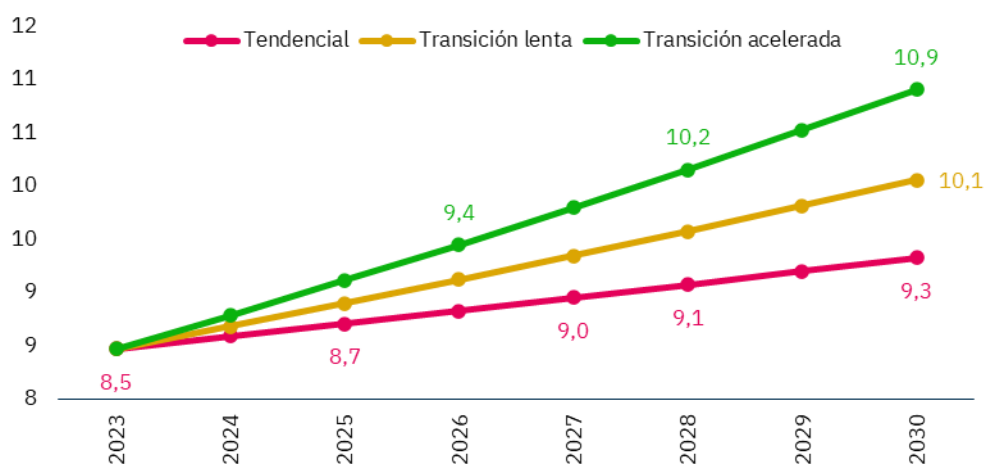
⁵⁸ La reducción de consumo se estimó a partir de la evolución del consumo unitario de motores diésel y nafteros en los vehículos más vendidos en la Unión Europea en los últimos 10 años.

En tercer lugar, por el reemplazo de vehículos pesados a gasoil por otros a GNC o GNL a partir del 2026: el 20% de los nuevos vehículos pesados en el caso del escenario de transición lenta y el 50% en el caso del escenario de transición acelerada (Gráfico 3.15).⁵⁹

Por último, en lo que refiere a la demanda de gasoil para usinas, se asume que la totalidad de las centrales térmicas para generación de energía eléctrica serán abastecidas por gas natural, dado que se supone que no habrá limitaciones en la oferta y se ampliará la capacidad de evacuación de gas natural desde la cuenca neuquina.

En el agregado, entre el año 2023 y 2030 se proyecta un incremento en la demanda de gasoil del 5,3% en el escenario tendencial, del 10,5% en el escenario de transición lenta y del 16,8% en el escenario de transición acelerada. Esto equivale a una tasa anual acumulativa de sólo el 0,7% para el escenario tendencial, del 1,4% para el escenario de transición lenta y del 2,2% para el de transición acelerada (Gráfico 3.16).

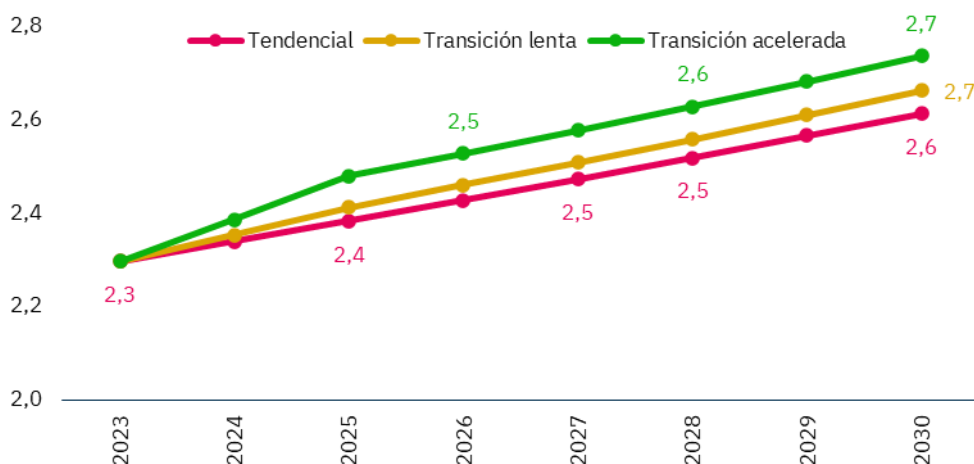
Gráfico 3.14. Demanda de gasoil para el segmento de vehículos livianos, 2023-2030
(En millones de m3)



Fuente: elaboración propia en base a información de AFAC y la Secretaría de Energía.

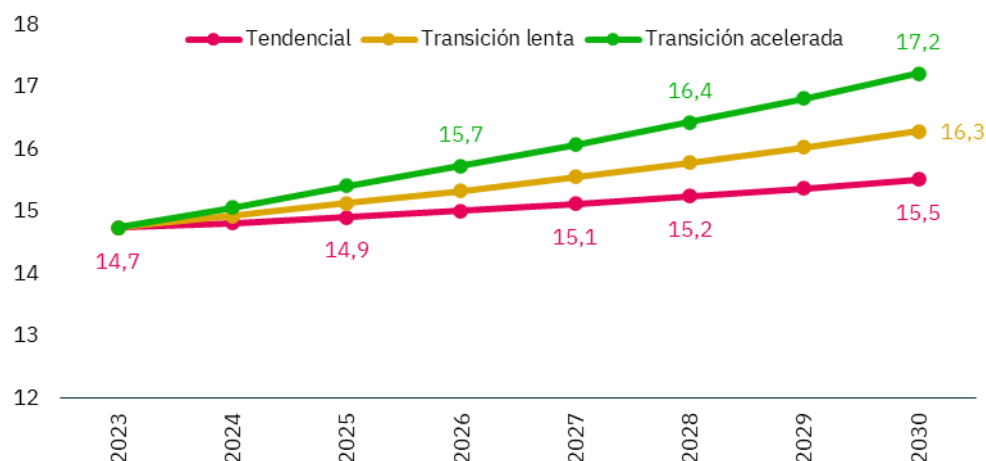
⁵⁹ Ver proyección de la demanda de gas natural en vehículos livianos y pesados en la Sección 3.3.2.

Gráfico 3.15. Demanda de gasoil para transporte de carga y pasajeros, 2023-2030.
(En millones de m3)



Fuente: elaboración propia en base a información de AFAC y la Secretaría de Energía.

Gráfico 3.16. Demanda total de gasoil, 2023-2030
(En millones de m3)



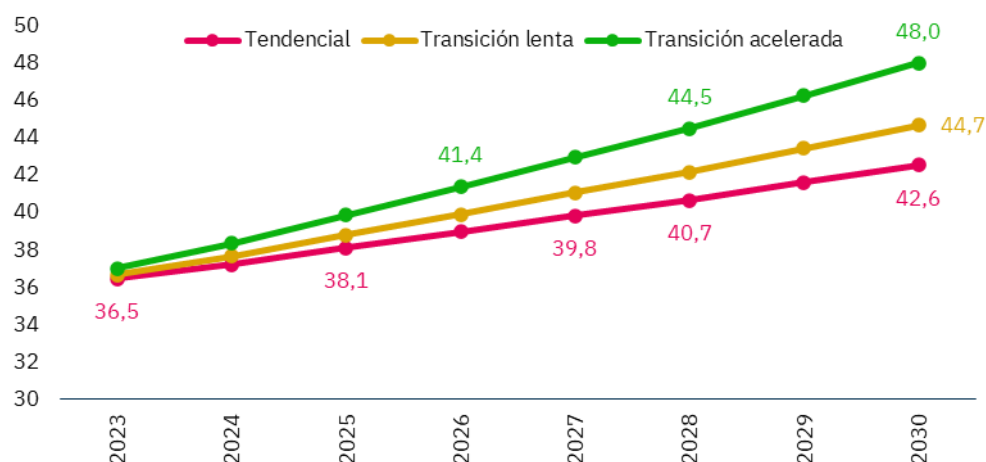
Fuente: elaboración propia en base a información de AFAC y la Secretaría de Energía.

3.3.2. Gas Natural

Para el submercado de gas natural, se formulan supuestos para los cuatro segmentos que componen la demanda de este combustible en los tres escenarios. Para el segmento Residencial y otros, se prevé un crecimiento del 2,2% anual acumulativo entre 2023 y 2030 en el tendencial en línea con el crecimiento de la demanda en el período 2000 – 2021 (período de crecimiento económico considerado en el escenario tendencial). La demanda en los escenarios de transición lenta y acelerada consideran una mayor incorporación de nuevos usuarios a la red de

distribución. De todas formas, este incremento en la demanda en los escenarios de transición lenta y acelerada se ve parcialmente compensado por la instrumentación de medidas de eficiencia energética, lo que hace que el crecimiento en la demanda de hogares y establecimientos se reduzca en un 1 p.p. y 2 p.p., respectivamente⁶⁰ (Gráfico 3.17).

Gráfico 3.17. Demanda de gas natural en el segmento Residencial y otros, 2023 – 2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a información de ENARGAS. En relación a la demanda de GNC, entre 2023 y 2030 se prevé un crecimiento del 2,2% anual acumulativo para el escenario tendencial, del 2,4% en el escenario de transición lenta y del 2,5% en el escenario de transición acelerada. Esto se explica por las proyecciones de expansión del parque de vehículos a GNC entre 2023 y 2030, que en el caso de los livianos es de 2,2% anual acumulativo para los tres escenarios, en línea con la evolución del período 2011 – 2021, y en el caso de los vehículos pesados se mantiene constante en el escenario tendencial y crece en la medida en que un 20% y 50% de los nuevos vehículos pesados son a GNC y/o GNL en los escenarios de transición lenta y acelerada respectivamente. En relación al consumo unitario, para los vehículos livianos se asume en los tres escenarios que se mantiene el promedio verificado entre los años 2016 y 2022 (1.258 m3/año/unidad), y para los vehículos pesados se

⁶⁰ Como consecuencia del crecimiento económico y en línea con la relación histórica entre consumo de gas natural del sector residencial y otros y PIB, la demanda de gas natural de ese segmento debería crecer al 3,9% y 5,8% anual acumulativo, en los escenarios de transición lenta y acelerada. Sin embargo, se considera una tasa 1 p.p. y 2 p.p. menor, respectivamente, debido a tarifas más altas, al recambio de electrodomésticos por tecnologías más eficientes, a la aplicación de políticas activas en el uso responsable de la energía y eficiencia edilicia.

considera el consumo equivalente de gasoil por vehículo pesado en cada escenario convertido a GNC (Gráfico 3.18).

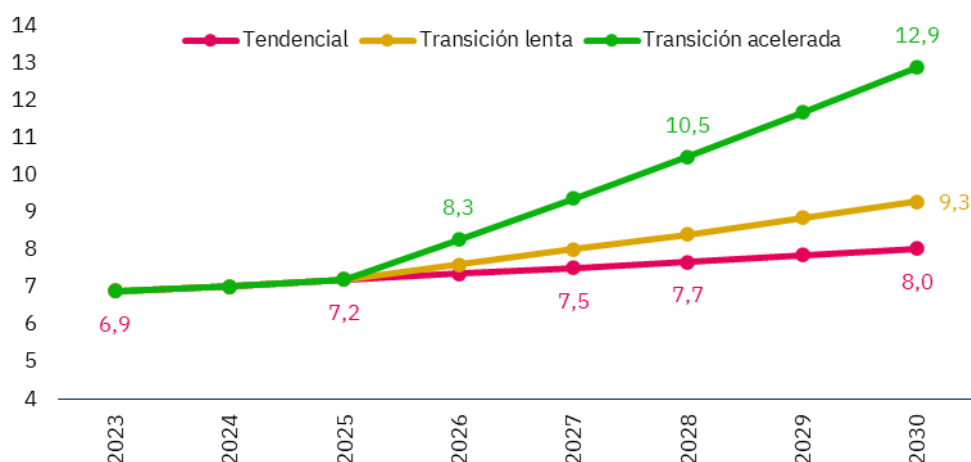
Para las proyecciones de la demanda industrial de gas natural, pese a ser un segmento que históricamente se ha visto afectado por la disponibilidad de gas natural, se supone en los tres escenarios que no se verifica una limitación estructural en la oferta de gas, producto del desarrollo de la producción en la cuenca neuquina. En consecuencia, las tasas de crecimiento se estimaron en base a la relación entre crecimiento económico y demanda energética industrial: del 1,0% anual acumulativo en el escenario tendencial, de 1,6% en el escenario de transición lenta y de 2,5% en el escenario de transición acelerada (Gráfico 3.19).⁶¹ Se debe señalar, que en ninguno de los escenarios se considera el desarrollo de plantas intensivas en la demanda de gas natural a lo largo de la presente década.

Finalmente, para la demanda de gas natural para generación térmica se calculó el requerimiento para abastecer la generación térmica necesaria en cada escenario, asumiendo que esta es abastecida completamente por gas natural.⁶² Parte de ese volumen es plausible de ser reemplazado por combustibles alternativos (mayoritariamente gasoil y fueloil) según disponibilidad de gas y precios relativos de importación. Teniendo en cuenta los supuestos de demanda y oferta de energía eléctrica junto con el consumo específico promedio del parque térmico del período 2020 – 2022 se determina, para la demanda de gas natural para generación eléctrica, una disminución del 0,3% anual acumulativo en el escenario tendencial, un incremento del 1,5% anual acumulativo en el de transición lenta y del 3,5% anual acumulativo en el de transición acelerada. A pesar de la mayor incorporación de potencia de origen renovable en los escenarios de transición lenta y acelerada, la demanda de energía eléctrica crece a un ritmo más acelerado lo que determina un mayor requerimiento de generación térmica. En el escenario de transición lenta se requeriría una participación de la generación renovable del 28,5% en 2030 para que la demanda de gas natural para usinas sea similar a la verificada en el escenario tendencial. Por su parte, en el escenario de transición acelerada dicho objetivo se alcanzaría con una participación de las energías renovables del 37,5% (Gráfico 3.20).

⁶¹ No se incluyen nuevos proyectos de plantas de separación de líquidos del gas natural (etano, propano, butano, gasolina), producción de fertilizantes, petroquímicos u otros proyectos de industrialización del gas natural que implicarían un incremento relevante de la demanda del segmento industrial.

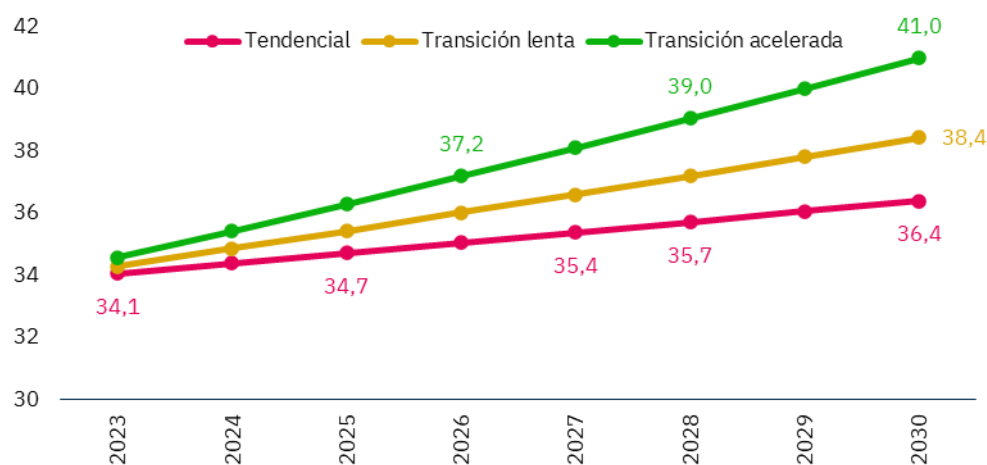
⁶² Ver proyección de requerimiento térmico en la Sección 3.3.3.

Gráfico 3.18. Demanda promedio de gas natural en el segmento GNC, 2023 – 2030
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a información de ENARGAS.

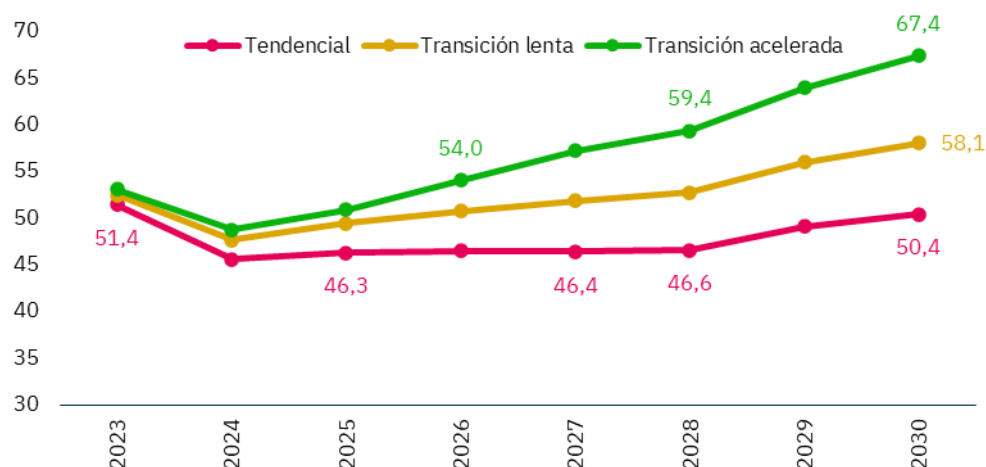
Gráfico 3.19. Demanda promedio de gas natural para el segmento industrial, 2023-2030
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a información de ENARGAS.

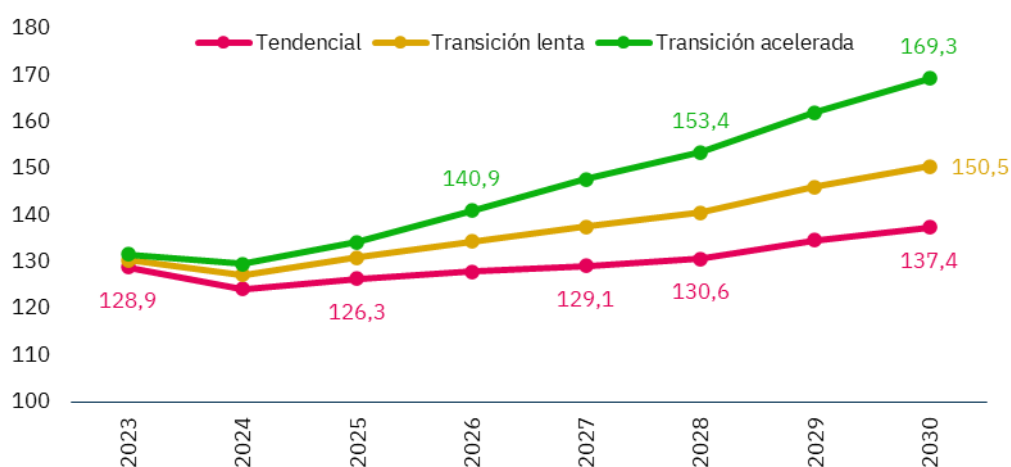
A nivel agregado, entre el año 2023 y 2030 se proyecta un incremento en la demanda de gas natural en el mercado local del 6,6% en el escenario tendencial, del 15,5% en el escenario de transición lenta y del 28,7% en el escenario de transición acelerada. Esto equivale a una tasa anual acumulativa del 0,9% para el escenario tendencial, del 2,1% para el escenario de transición lenta y de 3,7% para el de transición acelerada (Gráfico 3.21).

Gráfico 3.20. Demanda promedio de gas natural para usinas, 2023-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA.

Gráfico 3.21. Demanda local de gas natural, 2023 – 2030
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS y CAMMESA.

Además de la demanda local de gas natural, se considera para cada escenario un desarrollo distinto de los mercados de exportación. En los tres escenarios se considera la exportación de gas natural a través de los gasoductos regionales según la capacidad de transporte de estos, el grado de desarrollo de la demanda y de la oferta local de gas natural.⁶³ También se tiene en cuenta la exportación de GNL en los escenarios de transición lenta y acelerada. En dichos

⁶³ Ver Sección 4.1.2.

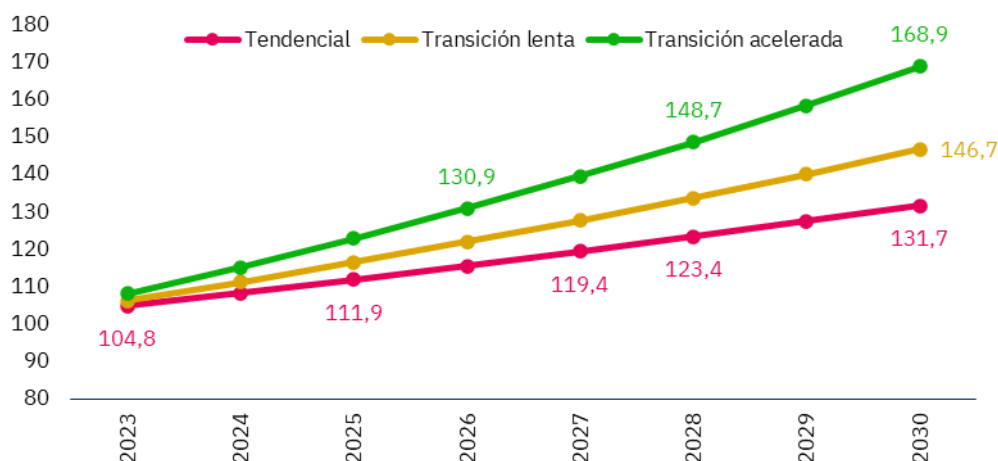
escenarios se considera que en 2026 comienza a operar una planta de licuefacción de 2 MTPA y en 2028 una planta que irá incrementando paulatinamente su capacidad comenzando con 4 MTPA en ese año y alcanza 8 MTPA en 2030 contando con gasoducto dedicado que evitará restricciones en el transporte para abastecer la demanda local.

3.3.3. Energía eléctrica

Para el submercado de energía eléctrica se formulan supuestos para cada uno de los segmentos que componen la demanda y la oferta de energía eléctrica, en los tres escenarios de transición energética.

Desde el lado de la demanda, en los segmentos residencial y comercial se proyecta un incremento de la demanda en línea con el crecimiento económico proyectado para cada uno de los tres escenarios propuestos. En los escenarios de transición lenta y acelerada, además, este crecimiento se ve parcialmente compensado por la implementación de medidas de eficiencia energética (en 1 p.p. en el escenario de transición lenta y 2 p.p. en el de transición acelerada), determinando que la demanda eléctrica de estos segmentos crece al 3,3% anual acumulativo en el escenario tendencial, del 4,7% en el escenario de transición lenta y de 6,6% anual en el escenario de transición acelerada (Gráfico 3.22).

Gráfico 3.22. Demanda eléctrica residencial y comercial, 2023-2030
(En TWh)



Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA.

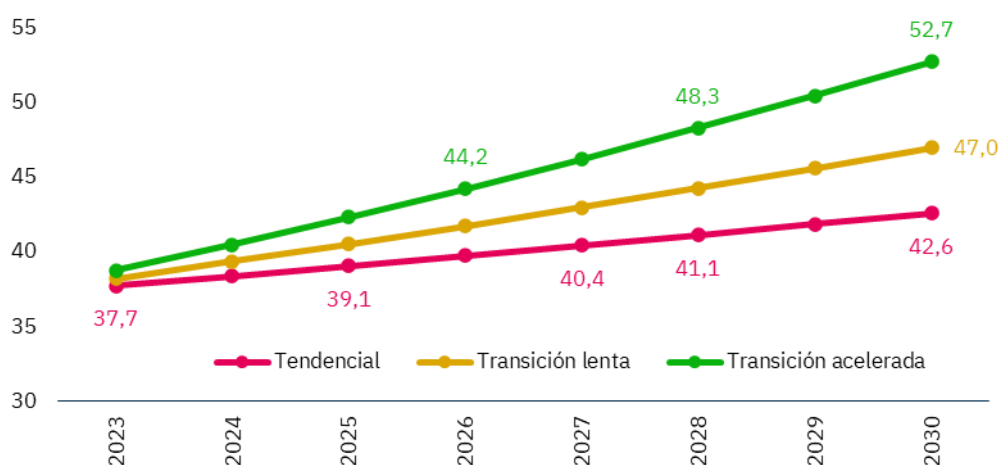
La demanda del segmento industrial, por su parte, se estimó en base a la relación entre crecimiento económico y demanda energética industrial. En función de esto, se proyectó una

tasa del 1,7% anual acumulativa para el escenario tendencial, 3,0% para el escenario de transición lenta y 4,5% para el escenario de transición acelerada. En este caso, para ninguno de los escenarios se considera una disminución en el consumo por una mayor eficiencia energética (Gráfico 3.23).

Por último, se incorpora a la demanda de energía eléctrica el segmento de electromovilidad, cuya demanda, no obstante, en comparación a los otros segmentos, es limitada en los tres escenarios, alcanzando en el escenario de transición acelerada una demanda de menos de 700 GWh en 2030. Para los tres escenarios se supone un consumo específico de 15 kWh cada 100km, asumiendo que cada vehículo recorre en promedio 15.000 km por año, es decir, el equivalente al recorrido medio de los vehículos nafteros (Gráfico 3.24).

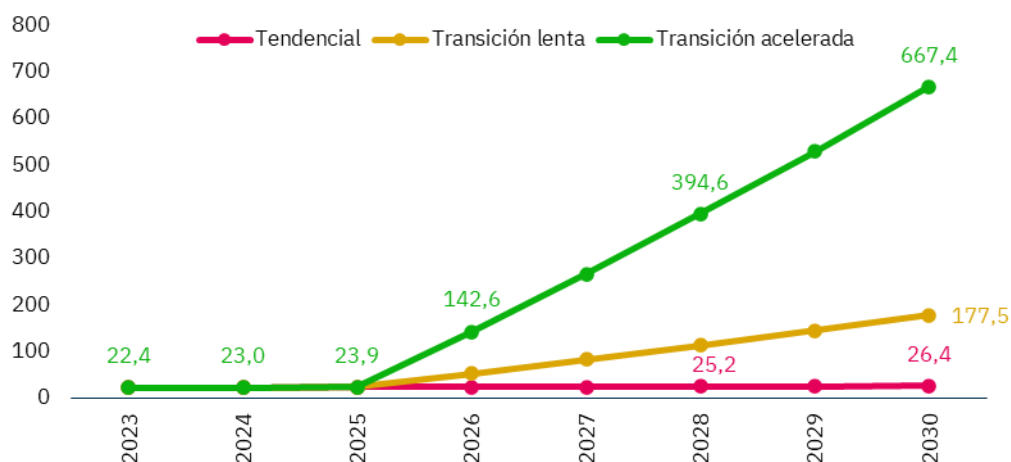
La demanda total, por ende, se calcula como la adición de la demanda de estos segmentos, que en el escenario tendencial crece un 2,9% anual acumulativo, en el de transición lenta un 4,3% y en el de transición acelerada un 6,1% (Gráfico 3.25).

Gráfico 3.23. Demanda eléctrica industrial, 2023-2030.
(En TWh)



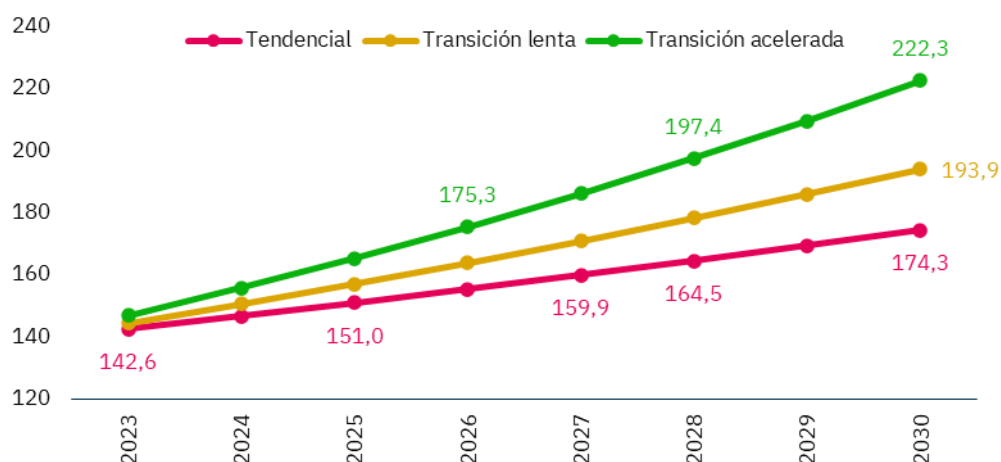
Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA.

Gráfico 3.24. Demanda eléctrica para autos eléctricos, 2023-2030
(En GWh)



Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA y AFAC.

Gráfico 3.25. Demanda eléctrica total, 2023-2030
(En TWh)



Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA.

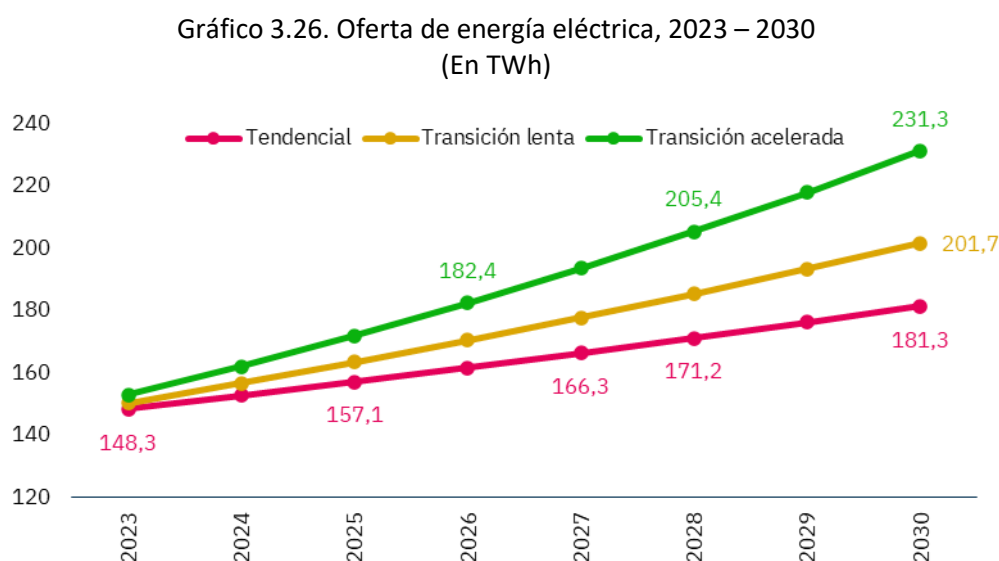
Desde el lado de la oferta, los escenarios de penetración de energías renovables están condicionadas por el crecimiento económico. En ese sentido, en cada uno de los escenarios se proyectó distintos niveles de penetración de energía de origen renovable en la matriz de generación, lo cual determina el requerimiento térmico para abastecer la demanda. En el escenario tendencial se alcanza un 20% de generación renovable en 2027 y luego la incorporación de renovables permite mantener esa participación en la matriz de generación. En el escenario de transición lenta se alcanza un 20% de generación renovable en 2027 y en 2030

el 21,7%. Por último, en el escenario de transición acelerada se alcanza un 20% de generación renovable en 2025 y en 2030 el 25%.

En cuanto a la energía hidroeléctrica, se considera la culminación de las obras de los aprovechamientos hidroeléctricos sobre el Río Santa Cruz en 2028 y 2030 que incorporan 3.380 GWh y 1.903 GWh por año, respectivamente. Pero no se considera la realización de nuevas obras hidráulicas.

Dados estos supuestos, y asumiendo que no hay exportación ni importación de energía eléctrica, la generación térmica se obtiene como la diferencia entre la oferta y la demanda. A partir del requerimiento térmico se determina el consumo de gas natural equivalente, considerando que se mantiene el consumo específico promedio 2020 - 2022⁶⁴.

A nivel agregado, la oferta de energía eléctrica crece a un 2,9% anual acumulativo entre 2023 y 2030 en el escenario tendencial, un 4,3% en el escenario de transición lenta y un 6,1% en el escenario de transición acelerada (Gráfico 3.26).



Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA.

⁶⁴ A pesar del mayor despacho térmico por la menor disponibilidad hidráulica entre 2020 y 2022 se registró el menor consumo específico. En las centrales térmicas se utiliza el gas natural, luego gasoil, fuel oil y carbón.

3.4. Resultado de la matriz energética a 2030 en diferentes escenarios de transición

A partir de los supuestos y escenarios enunciados en las secciones anteriores, se presentan las matrices energéticas secundarias resultantes de los potenciales escenarios de demanda.

3.4.1. Matriz energética secundaria

El escenario tendencial se caracteriza por el mantenimiento del status quo en términos de transición energética y por un bajo crecimiento económico, en línea con lo acontecido en el pasado reciente. Este, en conjunto con los supuestos sobre penetración de energías renovables, medidas de eficiencia energética, evolución de la demanda residencial e industrial de energía, y del parque automotor y la electromovilidad, determinan un crecimiento en la demanda secundaria de energía del 22,1% entre 2022 y 2030.

En función de los supuestos referidos en la sección 3.2. y las proyecciones de cada segmento realizadas en sección 3.3., en el escenario tendencial el gas natural tendrá en 2030 una participación en la matriz secundaria 5,5 p.p. mayor que en 2022, alcanzando una participación del 50,1%. Asimismo, el grado de electrificación de la matriz alcanzará un 16,4% representando un incremento de 2,2 p.p. respecto a 2022. En cambio, se reduce la participación de los combustibles líquidos de origen fósil en 0,3 p.p la nafta y 4.3 p.p el gasoil (Gráfico 3.27).

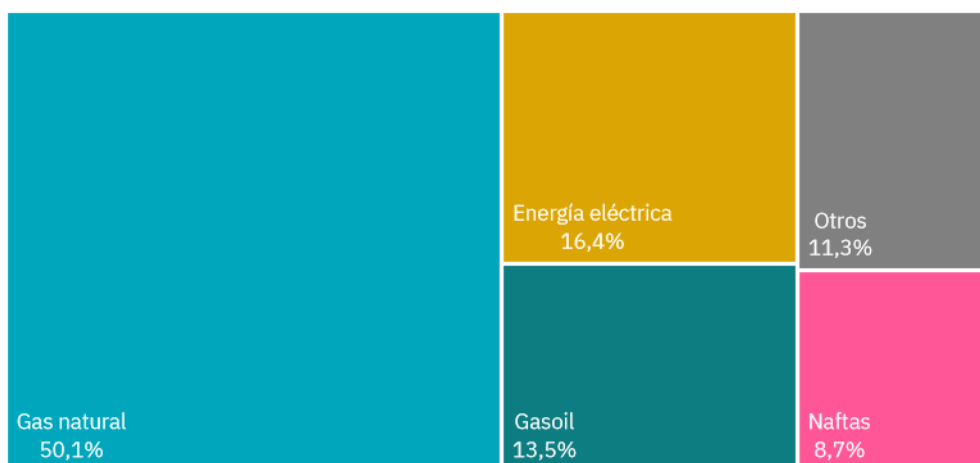
El aumento de la participación del gas natural y la reducción de la correspondiente al gasoil se explica bajo el supuesto de que se utilizará solo gas natural para generación térmica y que no se requerirán combustibles líquidos. Esto puede modificarse en tanto los precios relativos internacionales del gasoil disminuyan y se prefiera su utilización frente al GNL para cubrir los picos de demanda.

El escenario de transición lenta se caracteriza por un avance moderado en la transición energética y por un crecimiento económico sostenido del 3% anual durante la presente década. Este, en conjunto con los supuestos medidas de eficiencia energética, evolución de la demanda residencial e industrial de energía, y del parque automotor y la electromovilidad, determina un crecimiento en la demanda secundaria de energía del 31,3% entre 2022 y 2030.

En este escenario, la participación del gas natural en la matriz energética secundaria alcanza un nivel apenas mayor (50,9%) que en el escenario tendencial. La diferencia se debe a un mayor crecimiento de la demanda en todos los segmentos. Sin embargo, el aumento es menor al esperado dado el mayor crecimiento de la economía, debido a la aplicación de medidas de eficiencia energética que reducen la tasa de crecimiento de la demanda. Por otra parte, se

verifica un incremento mayor de la electrificación de la matriz energética que conduce a un aumento de la participación al 17,0%. Es decir, 2,8 p.p. más que en 2022 y 0,6 p.p. más que en el escenario tendencial. En cuanto a los combustibles líquidos de origen fósil, si bien la demanda tanto de nafta como de gasoil aumenta por el incremento más acelerado del parque automotor, la participación en la matriz disminuye por el reemplazo de nuevos vehículos nafteros por eléctricos y del transporte de carga gasolero por vehículos a GNC o GNL. En este contexto, la participación de la nafta en la matriz secundaria disminuye en 0,5 p.p. respecto a 2022 y el gasoil en 4,6 p.p. en idéntico período (Gráfico 3.28).

Gráfico 3.27. Matriz secundaria del escenario tendencial, 2030
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

En el escenario de transición acelerada, el mayor crecimiento de la economía, en el marco de la aplicación de políticas más agresivas tendientes a la mitigación en la emisión de gases de efecto invernadero, conduce a un crecimiento sustantivo en la demanda secundaria de energía (44,3% entre 2022 y 2030).

En este escenario, la participación del gas natural en la matriz secundaria en 2030 alcanza el 52,0%, verificando un crecimiento de 7,4 p.p. respecto a 2022 y de 1,1 p.p. respecto al escenario de transición lenta. Esta trayectoria obedece a un crecimiento más acelerado de la demanda de los segmentos residencial e industrial, junto con una mayor penetración del gas natural en el transporte de carga. A la vez, que la electrificación aumenta por el incremento de la demanda en todos los segmentos que la componen, así como por un mayor nivel de electrificación del parque automotor. En ese mismo sentido, se reduce la participación de las naftas y el gasoil en

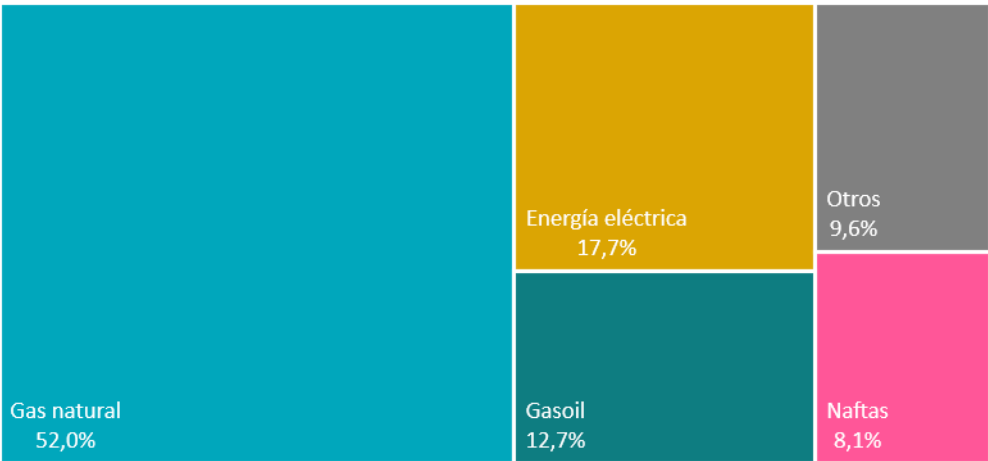
la matriz energética secundaria, a pesar del incremento de la demanda, producto del reemplazo por vehículos eléctricos y a GNC o GNL (Gráfico 3.29).

Gráfico 3.28. Matriz secundaria del escenario de transición lenta, 2030.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

Gráfico 3.29. Matriz secundaria del escenario de transición acelerada, 2030
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

3.4.2. Matriz de generación eléctrica

En los tres escenarios descriptos la incorporación de proyectos hidroeléctricos es la misma y en ninguno de ellos se considera nuevas centrales nucleares. La diferencia radica en la incorporación de potencia de origen renovable y en la evolución de la demanda que, finalmente, determinan el requerimiento de generación de origen térmico.

En los tres escenarios se destaca el crecimiento de la generación de origen hidroeléctrico en casi 20 TWh, producto no solo de la incorporación de las represas del Río Santa Cruz, sino también por la recuperación de los niveles de generación de energía eléctrica previos a la crisis hídrica que enfrentó el sistema argentino en los últimos años.

Finalmente, a pesar de la menor participación de la generación térmica en la matriz de generación de energía eléctrica, por el incremento de la generación hídrica y renovable, la generación térmica total aumenta en los escenarios de transición lenta y acelerada respecto al nivel de 2022, ya que el aumento de la demanda de energía eléctrica es más veloz que la incorporación de nuevas fuentes de energía (Gráficos 3.30, 3.31, 3.32).

Gráfico 3.30. Matriz eléctrica del escenario tendencial, 2030
(En porcentajes)



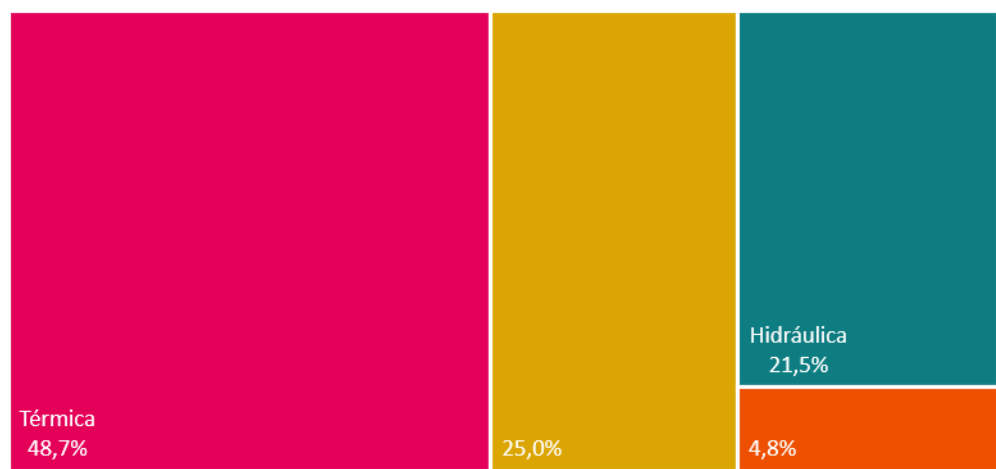
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

Gráfico 3.31. Matriz eléctrica de escenario de transición lenta, 2030
 (En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

Gráfico 3.32. Matriz eléctrica del escenario de transición acelerada, 2030
 (En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, ENARGAS y CAMMESA.

4. Sección IV. Proyección de la oferta doméstica de hidrocarburos hasta 2030.

En la presente sección se presentan tres ejercicios de proyección de la oferta de energía a lo largo de la presente década, que reflejan diferentes entornos regulatorios y económicos. El primer escenario, denominado “Objetivo”, contempla un nivel de inversión sensiblemente más elevado que el registrado a lo largo de las últimas décadas y requiere de una profunda modificación del entorno regulatorio existente para que dicho nivel de inversiones pueda llegar a plasmarse, tal como se especificó en la introducción de este trabajo.

Cabe destacar, que el sostenimiento de las condiciones regulatorias actuales, probablemente no supondrán una contracción en los niveles de producción, tal como aconteció en las primeras décadas del presente siglo, pero sí determinarán una trayectoria de la producción sensiblemente menos expansiva que la que se alcanzaría en el marco de un nuevo entorno regulatorio. En este sentido, se desarrolló un escenario denominado “Tendencial”, en donde se consideró que no se modifican las condiciones regulatorias actuales y la producción si bien mantiene una tendencia expansiva, es mucho menor a la alcanzada en el escenario Objetivo.

El escenario de proyección, denominado Objetivo, fue elaborado en base a la información presentada por las distintas empresas que componen la CEPH y releva los niveles de inversión alcanzables en lo que resta de la década en el marco de un escenario regulatorio que potencia los niveles de inversión.

Por último, se elaboró un escenario de oferta denominado “Expansivo”, que considera una expansión de la producción superior al verificado en el escenario denominado como Objetivo. Este escenario contempla un elevado crecimiento de la economía Argentina y, con ello, de la demanda doméstica, en línea con el escenario de demanda denominado de “Transición Acelerada”. En el marco, de dicho escenario de demanda se considera un aumento adicional de la producción doméstica de hidrocarburos, en particular de gas natural, a fin de abastecer una demanda creciente en un contexto de elevada expansión del conjunto de la economía Argentina.

Cabe destacar que dado el nivel de recursos hidrocarburíferos existente en nuestro país, la expansión de la producción hidrocarburífera y la exportación de los excedentes no plantea riesgo alguno para el abastecimiento futuro de la demanda local.

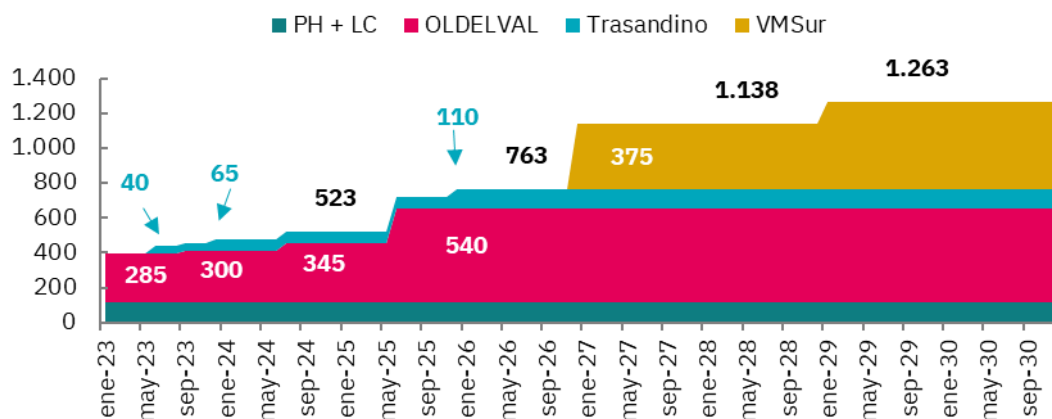
4.1. Escenario Objetivo

La proyección de la producción de petróleo hasta 2030 se elaboró considerando que se mantiene el declino que exhibieron los yacimientos convencionales a lo largo de los últimos años, en tanto que en el caso de la producción no convencional se estimó que la producción se expande limitada por las restricciones en la capacidad de transporte desde cuenca neuquina y por los niveles de inversión en el desarrollo de los yacimientos. En este sentido, la proyección de la producción del no convencional se encuentra supeditada a la ampliación prevista en la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina, a los niveles de inversión considerados y, por ende, a las modificaciones requeridas en el entorno regulatorio a fin de potenciar la inversión en el sector, al respecto ver la introducción de este trabajo.

En el caso de la proyección de la producción de petróleo convencional, se consideró la variación interanual promedio que registraron cada una de las cuencas productivas a lo largo del último año: -17% la cuenca Austral, -4% la cuenca Cuyana, -3% en la cuenca del Golfo San Jorge, -8% en la cuenca Noroeste y -1% la cuenca Neuquina.

Para la proyección de la producción de petróleo no convencional se consideró, en primer lugar, las obras en ejecución que permitirán exportar petróleo desde la cuenca neuquina hacia Chile e incrementar la capacidad de transporte hacia el océano Atlántico. En este sentido, OTASA rehabilitó del oleoducto Trasandino que aporta, desde junio de 2023, una capacidad de transporte de 40 kbbl/d. En diciembre de 2023 alcanzará los 65 kbbl/d y, finalmente, en diciembre de 2025 110 kbbl/d. En segundo lugar, se incorporó la ampliación prevista del oleoducto de OLDELVAL, que une Allen y Puerto Rosales, y que actualmente cuenta con una capacidad de 285 kbbl/d. Se consideró que las obras de ampliación permiten incrementar la capacidad de evacuación en septiembre de 2023 hasta los 300 kbbl/d, en julio de 2024 hasta 345 kbbl/d y un año más tarde se alcanza una capacidad de evacuación de 540 kbbl/d. Así mismo, se consideró la ampliación de la capacidad de evacuación de la terminal de Ebytem, en línea con la ampliación de Oldelval. Por último, se considera la construcción de un oleoducto adicional con una capacidad inicial de 375 kbbl/d a partir de 2027 pero que podría alcanzar hasta 750 kbbl/d. Este conjunto de obras permitiría ampliar la capacidad de transporte en más de 740 kbbl/d desde la cuenca Neuquina y, con ello, expandir sensiblemente la potencialidad de la producción en dicha cuenca (Gráfico 4.1).

Gráfico 4.1. Evolución de la capacidad de transporte de petróleo desde cuenca neuquina, enero 2023 – diciembre 2030. (En kbbl/d)

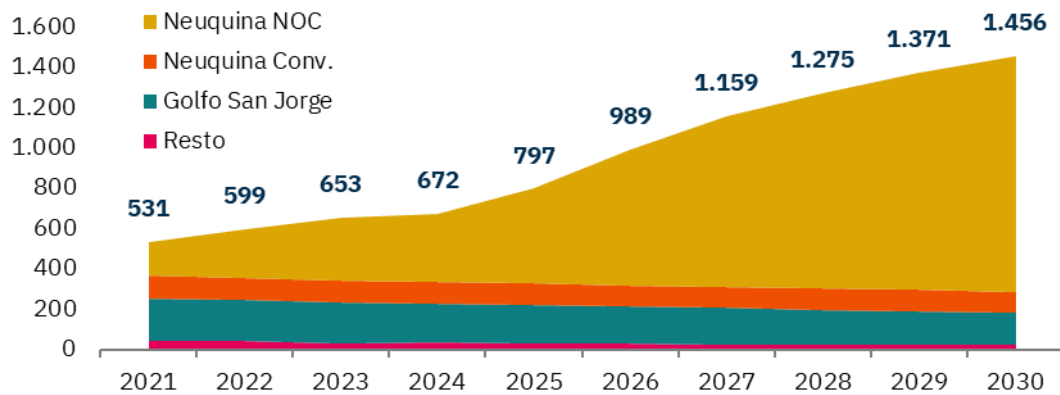


Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y empresas.

La ampliación de la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina viabilizaría un sostenido crecimiento de la producción de crudo que se incrementaría al 12% anual acumulativo, permitiendo alcanzar a fines de la presente década una producción cercana a los 1,5 millones de barriles día (Gráfico 4.2). La expansión de la producción de crudo se concentra en el desarrollo de la producción no convencional, que se expandiría a una tasa anual acumulativa del 21%, compensando el declino de la producción convencional que se contraería a una tasa anual acumulativa del 3% (Gráfico 4.3). De esta forma, se profundiza la tendencia actual a un incremento en la participación del shale oil en la producción total, que se elevaría desde el 41% en el promedio del año 2022 a un 80% en 2030 (Gráfico 4.4). Por su parte, en la cuenca neuquina la producción de petróleo no convencional representaría el 92% de la producción en 2030.⁶⁵

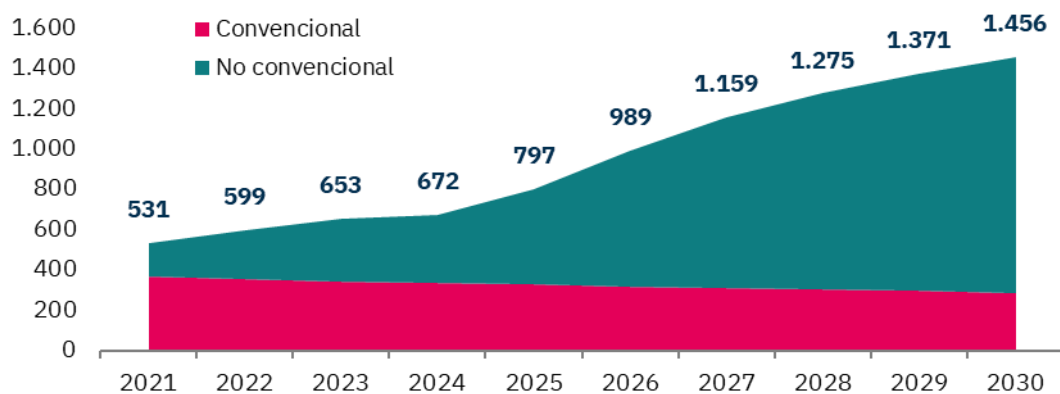
⁶⁵ La estimación de producción de shale oil se realiza a partir de la parametrización de la curva de pozo tipo promedio de los pozos conectados entre enero de 2021 y junio de 2022 en las ventanas de petróleo negro y petróleo volátil de la formación Vaca Muerta. En función de la cantidad de pozos conectados se obtiene el escenario de producción.

Gráfico 4.2. Producción de petróleo por cuenca, 2021-2030.
(En kbbl/d)



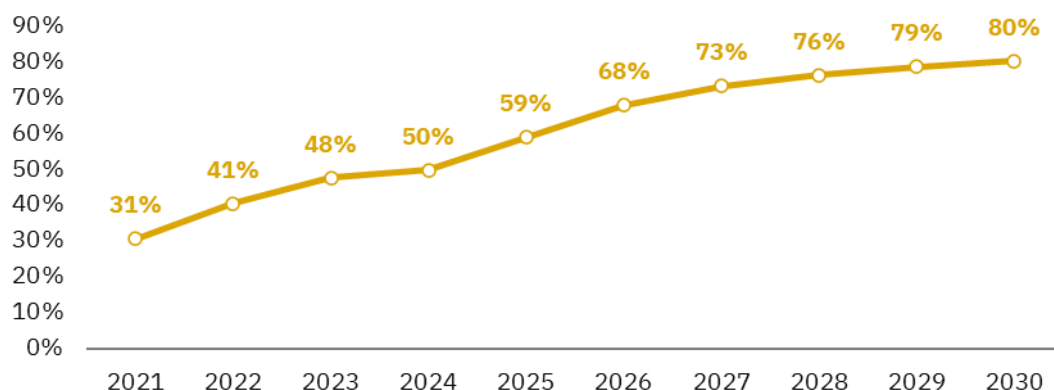
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Gráfico 4.3. Producción de petróleo por tipo, 2021-2030.
(En kbbl/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Gráfico 4.4. Participación de la producción de shale oil sobre la producción total, 2021-2030.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Al igual que en el caso del petróleo, la evolución de la producción de gas natural en Argentina hasta 2030 está determinada, por un lado, por el declino en la producción de las cuencas convencionales y, por el otro, por la expansión en la producción del shale gas, la cual a su vez está supeditada a la ampliación en la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina y a la realización de inversiones en el desarrollo de los yacimientos. Por lo tanto, la proyección de la producción se elaboró también en base al supuesto de concreción de las obras de expansión de la red de gasoductos, y el incremento en la capacidad de evacuación de gas natural que ellas suponen, así como de la modificación del marco regulatorio condición requerida para alcanzar una expansión significativa de las inversiones destinadas al desarrollo de yacimientos.

En este sentido, cabe señalar que la expansión de la red de gasoductos en los próximos años será determinante para disminuir las importaciones de gas natural y sustitutos, así como para aumentar los volúmenes exportados. A la vez, que la disminución de las importaciones se traducirá en una contracción en el costo de suministro, proceso que redundará en una disminución de los subsidios a la energía y en un abaratamiento significativo de las tarifas finales que deberán abonar los usuarios tanto residenciales como comerciales e industriales.

Se debe señalar, que dada la restricción fiscal que seguramente enfrentará el Estado Nacional a lo largo de los próximos años, es relevante definir un esquema de financiamiento para la realización de la ampliación de la infraestructura requerida, que contemple y potencie la inversión privada.

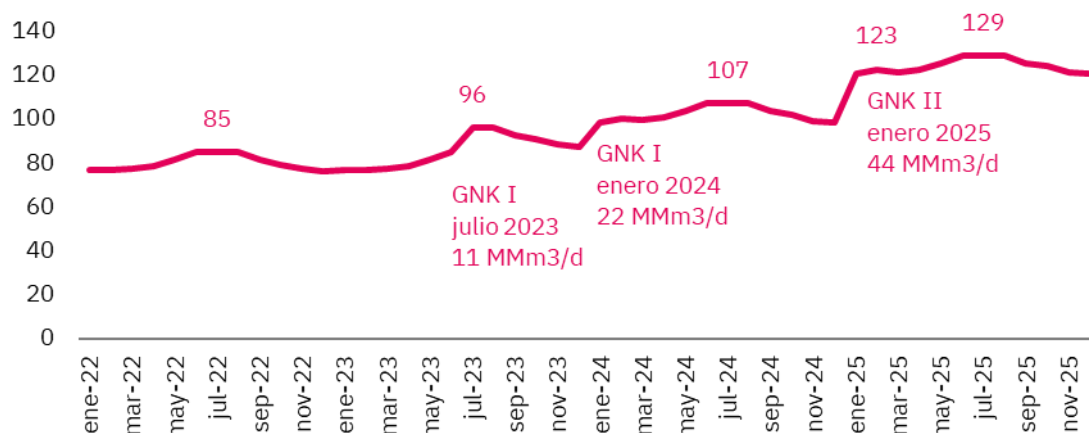
En el marco de esta proyección se consideró que se concretan las ampliaciones en la capacidad de transporte previstas por la Secretaría de Energía de la Nación. En este sentido, se considera en primer lugar la finalización del gasoducto Néstor Kirchner (Etapa I) con una capacidad de 11 MMm³/d en julio de 2023 y su ampliación en 11 MMm³/d adicionales en enero de 2024. A su vez, se contempla la realización de la Etapa II de dicho gasoducto, incrementado la capacidad de transporte hasta los 44 MMm³/d. Si se considera la demanda local del escenario de transición lenta⁶⁶, el gasoducto Néstor Kirchner tendrá plena utilización durante todo el año (Gráfico 4.6), en cambio con una demanda menor como la presentada en el escenario tendencial, el gasoducto tendrá capacidad ociosa durante el período estival.

Adicionalmente, se asumió la reversión del gasoducto norte (TGN), lo que permitiría garantizar el abastecimiento del NOA ante la reducción de las exportaciones bolivianas, y posibilitar potencialmente la exportación de gas natural al norte de Chile y, eventualmente, a Brasil a través de Bolivia, utilizando la capacidad de transporte existente entre Brasil y Bolivia. En particular, en esta proyección se considera que la reversión de este gasoducto permite suplir el gas natural proveniente de Bolivia a partir de 2025.

Se debe destacar, que dado el declino que presenta la producción boliviana de gas natural, las importaciones desde dicho país seguramente sufrirán una sensible contracción durante los próximos años y difícilmente logren abastecer a la región NOA -en condición firme- desde el próximo año. En este sentido, se requiere abastecer el norte de nuestro país con gas natural de la cuenca neuquina y, para ello, es central la realización de la reversión del gasoducto Norte y la conexión entre el gasoducto Centro Oeste y Norte a través del nuevo gasoducto La Carlota – Tío Pujio. A su vez, la reversión del gasoducto norte requiere para su pleno aprovechamiento de la realización de la obra Mercedes – Cardales, que se prevé estaría operativa en el último trimestre de 2023. Dicha obra permitirá sustituir importaciones de Bolivia y compensar el declino de la producción de la cuenca NOA a través del abastecimiento con gas de la cuenca Neuquina por hasta 15 MMm³/d en el período estival y 5 MMm³/d en invierno.

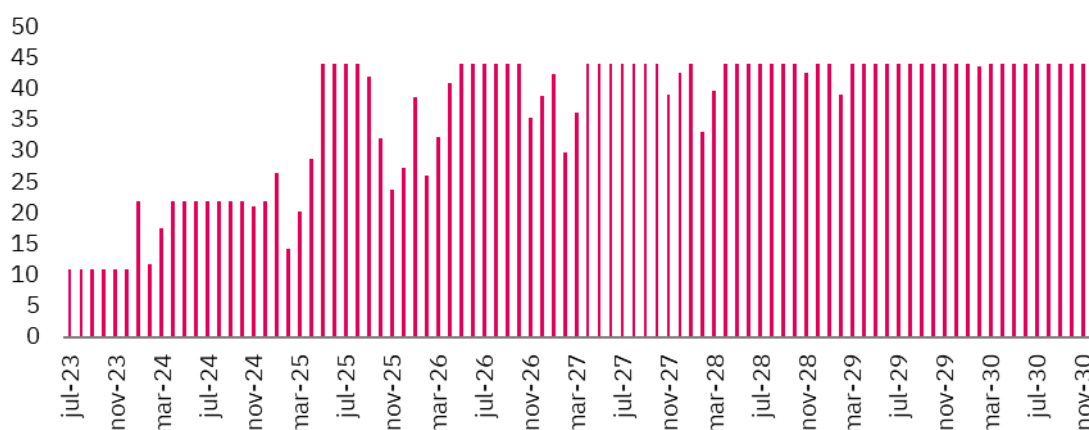
⁶⁶ También se considera la exportación a mercados regionales y el abastecimiento de la primera planta de GNL que se describen más adelante en esta misma sección.

Gráfico 4.5. Evolución de la capacidad de transporte de gas desde cuenca neuquina, enero 2022 – diciembre 2025. (En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Gráfico 4.6. Utilización del gasoducto Néstor Kirchner en el escenario de transición lenta, 2023-2030. (En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Por otro lado, se debe señalar el elevado grado de subutilización existente en la capacidad de transporte hacia los mercados regionales, el cual se podría revertir a lo largo de los próximos años ante la conformación de una fuente de suministro segura y competitiva de gas natural en nuestro país. En este sentido, el gasoducto GasAndes, además de ser el de mayor capacidad, fue el de mayor factor de utilización a lo largo del último año (56,3%), producto de la expansión de la producción de gas natural en la cuenca neuquina y al incremento de la demanda por parte del mercado chileno. No obstante, la capacidad de exportación, fundamentalmente durante el período invernal, se encuentra limitada por la saturación de la capacidad de transporte en el gasoducto troncal Centro Oeste, el cual se destina al abastecimiento de la demanda local,

limitando la capacidad de exportación durante ese período. La ampliación de la capacidad de transporte desde cuenca neuquina permitirá la conformación de flujos de exportación en condición firme también durante el período invernal a lo largo de los próximos años.

A su vez, el gasoducto Pacífico, que contribuye al abastecimiento de la región del Bio Bío con gas natural proveniente de la cuenca Neuquina, si bien no cuenta actualmente con una demanda que permita proyectar un rápido incremento en su utilización, la conformación de una plataforma de exportación de gas natural segura y competitiva seguramente se traducirá en un incremento de la demanda por parte de Chile.

Así mismo, la reversión del gasoducto norte permitirá volver a exportar gas natural al norte grande chileno a través de los gasoductos Norandino y Atacama que no se han utilizado significativamente en más de una década. A pesar del declino de la producción de gas natural en la región NOA, la reversión del gasoducto troncal norte permitirá abastecer con gas natural de la cuenca neuquina la demanda del norte chileno, hoy abastecida con GNL y con una elevada participación de la generación eléctrica a carbón (Gráfico 4.7).

Adicionalmente desde la cuenca Austral actualmente se abastece a la planta Methanex en Chile, pero las exportaciones se encuentran acotadas al período estival, dada la elevada demanda de gas natural en el sur del país durante el período invernal. A la vez, que también existen gasoductos con capacidad no utilizada hacia Uruguay y Brasil por casi 9 MMm³/d, que podrían elevar su grado de utilización a lo largo de la presente década.

Por último, en la presente proyección se considera que hacia el fin del período se desarrolla la infraestructura requerida para la exportación de GNL, proceso que permitiría alcanzar un salto sustantivo en la producción de gas natural en nuestro país. En primer lugar, se considera la instalación de 2 MTPA a partir de 2026. En segundo término, se incluye un proyecto de mayor envergadura que contará con la construcción de un gasoducto dedicado y una capacidad inicial de licuefacción a partir de 2028 de 4 MTPA y que alcanza los 8 MTPA en 2030.

En síntesis, la proyección de la producción de gas natural a lo largo de la presente década se realizó considerando las limitaciones existentes en la capacidad de transporte y el declino que presentan las cuencas convencionales, así como el cronograma de ampliación de la capacidad de transporte previsto en el marco del programa TRANSPORTAR de la Secretaría de Energía de la Nación. A la vez, que se consideró la progresiva expansión de las exportaciones de gas natural,

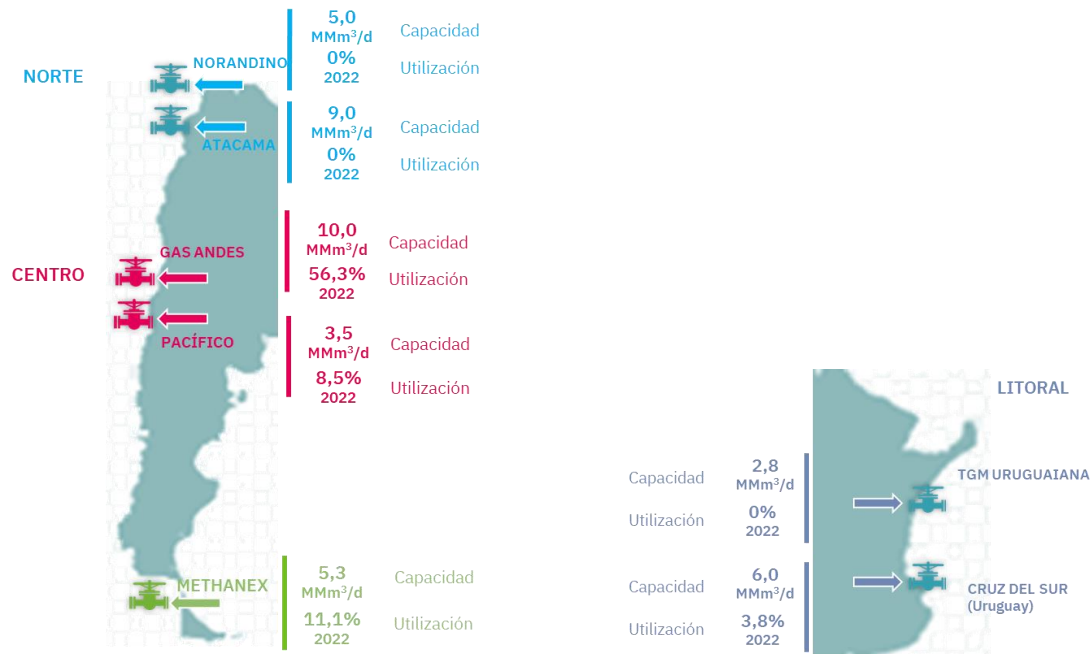
en una primera etapa, destinadas al abastecimiento de la demanda regional y, en una segunda etapa, a través de la conformación de plantas licuefactoras de exportación (Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Resumen de los supuestos sobre volúmenes exportados.

Gasoducto/Destino	Verano	Invierno
GasAndes	9,0 MMm3/d	3,5 MMm3/d
Methanex	1,3 MMm3/d	-
Pacífico	0,5 MMm3/d hasta verano 2024 – 2025 Se incrementa en 0,5 MMm3/d en cada período estival y llega a 3,5 MMm3/d en el verano 2030 - 2031	-
Uruguay+Brasil	Hasta 3 MMm3/d cuando hay capacidad	
Norte de Chile	Hasta 1,4 MMm3/d cuando hay capacidad	
GNL 1	Hasta 7,5 MMm3/d (2 MTPA) cuando hay capacidad	
GNL 2	14,9 MMm3/d (4 MTPA) en 2029 29,8 MMm3/d (8 MTPA) en 2030	

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Gráfico 4.7. Capacidad de transporte de gas natural hacia países limítrofes y factor de utilización, 2022. (En MMm3/d y porcentajes)

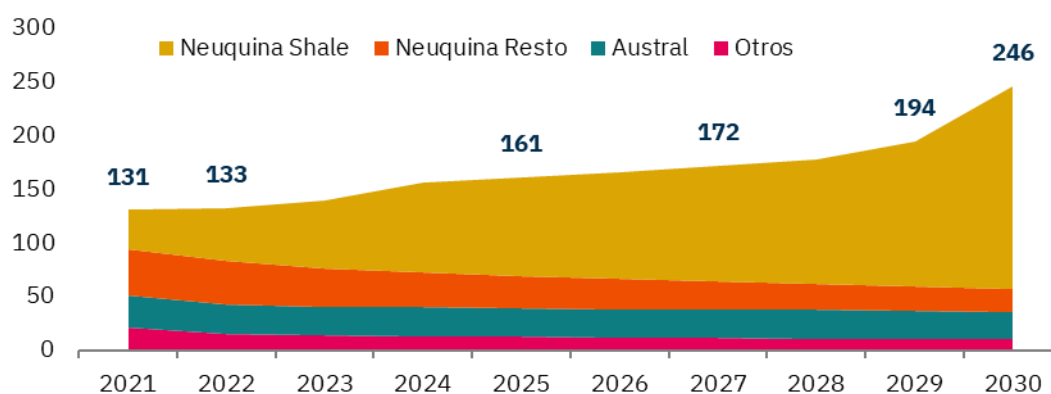


Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

En el caso de la cuenca Neuquina, la producción de shale gas se estimó en función de un nivel de actividad creciente, coincidente con la ampliación planificada de la red de gasoductos, el abastecimiento de la demanda local y el desarrollo de los mercados de exportación. La estimación de los niveles de inversión requeridos, así como la cantidad de pozos que se deberán perforar a lo largo de los próximos años se realizó en base a la productividad que exhibieron los pozos gasíferos conectados a lo largo de los dos últimos años.

Por su parte, la proyección de la producción de gas natural de la cuenca Austral se realizó considerando el declino que verificó a lo largo del último año y el ingreso de la producción adicional generada por el proyecto Fénix en CMA-1. Por esta razón, la producción de la cuenca reducirá significativamente su declino (8,4% a lo largo del último año) a una tasa anual acumulativa del -0,3%. En el caso de las cuencas Noroeste y del Golfo San Jorge, para estimar la evolución de la producción se consideró la trayectoria verificada a largo de los últimos 5 años, en donde se verificó un declino del 5% anual en el caso de la cuenca NOA y del Golfo San Jorge. Finalmente, la producción convencional de la cuenca neuquina se proyectó en base al declino que verificó a lo largo el último año (7,6% anual) (Gráfico 4.8).

Gráfico 4.8. Producción de gas natural por cuenca, 2021-2030.
(En MMm3/d)



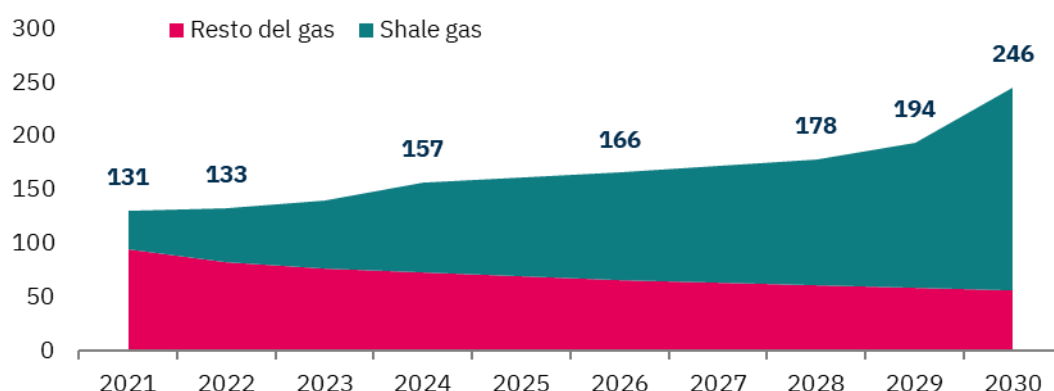
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

En base a estos supuestos, la producción de gas natural en nuestro país se expandiría a una tasa anual acumulativa del 8,4%, lo que permitiría alcanzar hacia fines de la década una producción cercana a los 250 MMm3/d. Dicho crecimiento se basará en el desarrollo de la producción de shale gas, que se expandirá a una tasa anual acumulativa del 16,9% a lo largo de la presente

década, compensando el declino de la producción convencional que se contraería al 4,2% anual acumulativo (Gráfico 4.9).⁶⁷

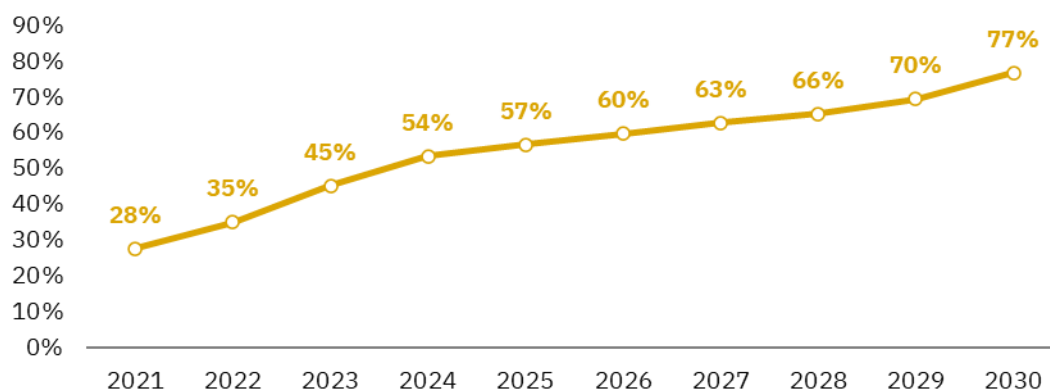
En este contexto, la producción de shale gas pasaría de representar el 35% de la producción total de gas natural en 2022 al 77% a finales de la presente década siempre y cuando se desarrolle la infraestructura de evacuación requerida (Gráfico 4.10).

Gráfico 4.9. Producción de gas natural por tipo, 2021-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Gráfico 4.10. Participación de la producción de shale gas sobre la producción total, 2021-2030.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

⁶⁷ La estimación de producción de shale gas se realizó a partir de la parametrización de la curva de pozo tipo promedio de los pozos conectados entre enero de 2021 y junio de 2022 en las ventanas de gas húmedo y gas seco de la formación Vaca Muerta. En función de la cantidad de pozos conectados se obtiene el escenario de producción.

Este escenario de proyección de oferta de petróleo y gas natural implica la necesidad de incrementar sensiblemente los niveles de inversión a lo largo de los próximos años, para ello es indispensable la modificación de las condiciones regulatorias que enfrentó el sector a lo largo de las últimas décadas.

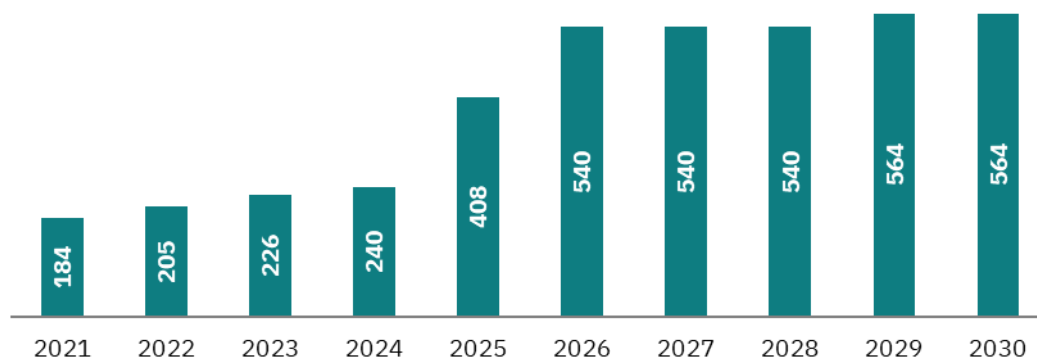
La metodología empleada para estimar los niveles de inversión requeridos se basa en considerar el sostenimiento de los niveles de inversión por tipo de actividad. En este sentido se consideró el sostenimiento de los niveles de inversión en la perforación de pozos de petróleo y gas convencional informada por las distintas operadoras a la Secretaría de Energía para el año 2023. Por su parte, para la producción no convencional, se estimaron los niveles de inversión en función de la cantidad de pozos requeridos para viabilizar el aumento de la producción considerando un costo por pozo de 12 MUSD más un 15% requerido para el desarrollo de las instalaciones de superficie.^{68 / 69}

La proyección realizada en el caso de la producción de petróleo no convencional supone un crecimiento paulatino en la cantidad de pozos conectados entre 2023 y 2025, en línea con la ampliación proyectada de la capacidad de transporte. La cantidad de pozos de shale oil se eleva desde 205 pozos perforados en 2022 a 408 pozos anuales en el año 2025. Para posteriormente crecer más aceleradamente hasta alcanzar los 554 pozos enganchados en el año 2030 (Gráfico 4.11).

⁶⁸ Se debe destacar, que el costo actual de perforación de un pozo hidrocarburífero se encuentra aproximadamente un 20% por encima de este valor. En este sentido, se está considerando una disminución de los costos de perforación en dólares a lo largo de los próximos años.

⁶⁹ Los niveles de inversión considerados en el desarrollo de infraestructura (15%) no contempla la construcción de plantas centrales de tratamiento requeridas para poner en condiciones de comercialización los hidrocarburos producidos. Se debe destacar, que el porcentaje considerado asume la optimización de las instalaciones existentes, pero dada la elevada heterogeneidad en el desarrollo de infraestructura entre las distintas áreas productoras dicho porcentaje puede variar en función de las necesidades específicas y el estadio de desarrollo de cada una de ellas.

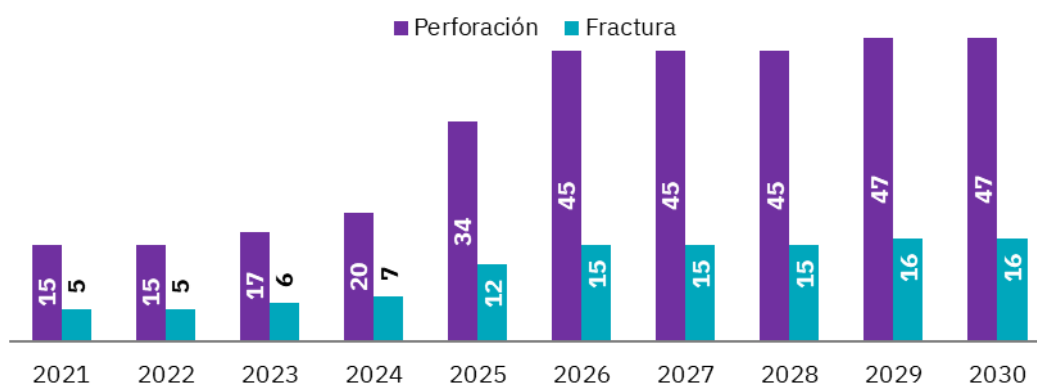
Gráfico 4.11. Pozos petrolíferos conectados en Vaca Muerta, 2021-2030.
(En cantidad de pozos)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

La estimación de la cantidad de equipos de perforación y fractura requeridos para la expansión de la producción se realizó considerando que cada equipo de perforación perfora 12 pozos por año, y que se necesita un equipo de fractura cada 3 equipos de perforación. La expansión de la producción requerirá de un incremento sustantivo en la cantidad de equipos de perforación y fractura en actividad, requiriéndose 47 equipos de perforación y 16 equipos de fractura a finales de la presente década. Es decir, se necesitará triplicar la cantidad de equipos de perforación y fractura actualmente en actividad (Gráfico 4.12).

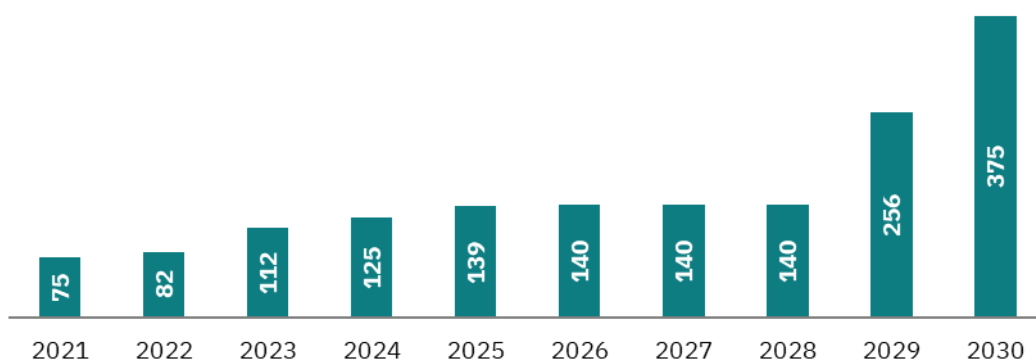
Gráfico 4.12. Equipos de perforación y fractura para pozos petroleros en Vaca Muerta, 2021-2030. (En cantidad de equipos)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

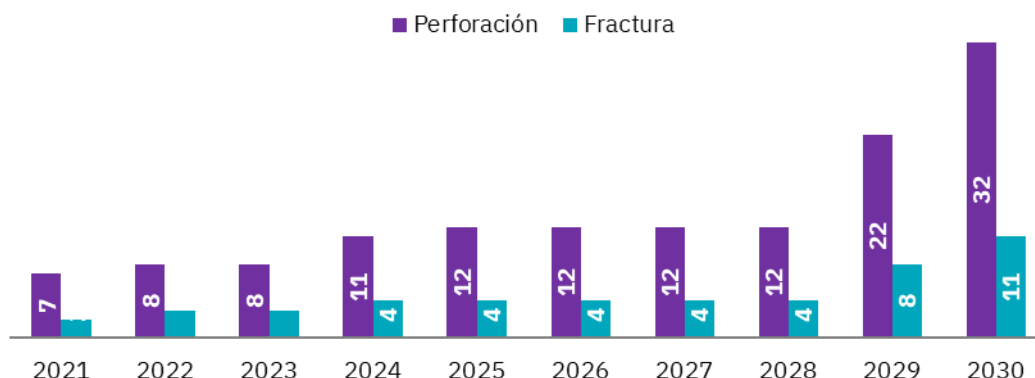
En el caso del shale gas, por su parte, se proyecta que entre 2023 y 2028 se conecten, en promedio, 132 pozos gasíferos por año en la formación no convencional de Vaca Muerta. Así mismo, a partir del 2029 el nivel de actividad debería incrementarse, ante la ampliación proyectada de la capacidad de licuefacción, requiriéndose la conexión de 375 pozos en 2030 (Gráfico 4.13). Para ello, se requerirán aproximadamente 32 equipos de perforación y 11 equipos de fractura destinados a la producción no convencional de gas natural a fines de la presente década (Gráfico 4.14).

Gráfico 4.13. Cantidad de pozos de shale gas conectados, 2021-2030.
(En número de pozos)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

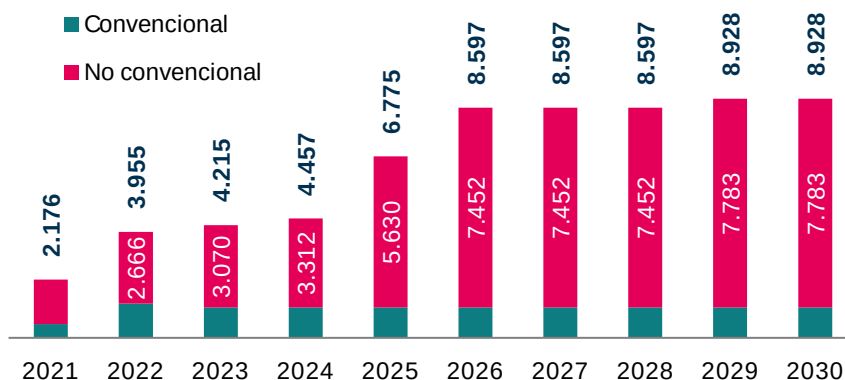
Gráfico 4.14. Equipos de perforación y fractura para pozos gasíferos en Vaca Muerta, 2021-2030. (En cantidad de equipos)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

El nivel de actividad proyectado supone un aumento sustantivo en los niveles de inversión a lo largo de la presente década. En el caso de la producción de shale oil se requerirá un nivel de inversión de más 6.200 MUSD anuales entre 2023 y 2030, pasando desde 3.300 MUSD en 2024 a 7.800 MUSD en 2030 (Gráfico 4.15). En conjunto con las inversiones requeridas en la producción convencional, a fin de sostener los niveles de declinación, se requerirán a fines de la presente década cerca de 9.000 MUSD anuales de inversión sólo en la producción de crudo.

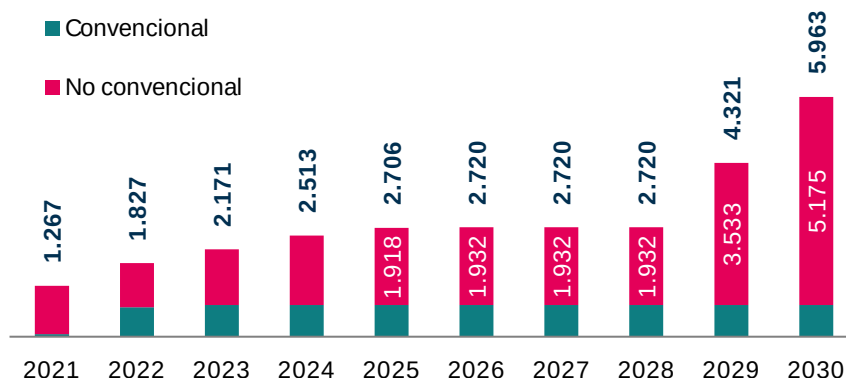
Gráfico 4.15. Inversión en el upstream, pozos de petróleo, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Por su parte, la inversión en el upstream destinada a la producción de shale gas deberá promediar los 1.800 MUSD anuales entre los años 2023 y 2028, a fin de alcanzar la producción proyectada. La ampliación de la capacidad de licuefacción a finales de la presente década requerirá de un incremento en los niveles de inversión, que en conjunto con la producción convencional, deberán estar cerca de los 6.000 MUSD anuales a fines de la presente década (Gráfico 4.16).

Gráfico 4.16. Inversión en el upstream, pozos de gas, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

El incremento en los niveles de producción, más allá de la inversión en el upstream, requerirá de un aumento sustantivo en las inversiones destinadas a la expansión de la infraestructura, tanto en gas natural como en petróleo. En la presente proyección se cuantifican las inversiones en infraestructura requeridas para expandir la red de oleoductos, la instalación de plantas licuefactoras y la ampliación de la capacidad de transporte dedicada a las mismas. Sin embargo, dado que se trata de inversión pública no se consideran las inversiones requeridas para la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural: gasoducto NK, reversión de TGN y Mercedes-Cardales.

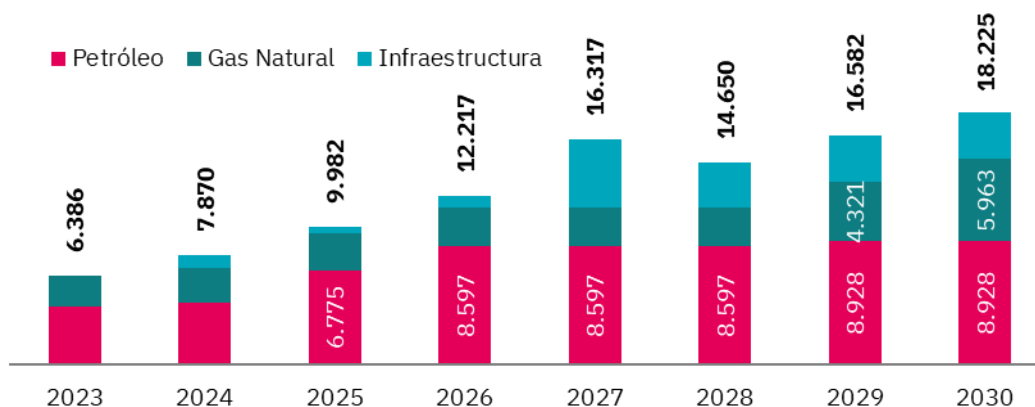
Las inversiones en infraestructura consideran la inversión de 900 MUSD en 2024 y otro monto equivalente en 2026 para la expansión de la capacidad de transporte de petróleo. En 2025 se considera una inversión de 500 MUSD para la instalación de la primera planta licuefactora de 2 MTPA. El resto de la inversión en infraestructura, requerida para la instalación del proyecto de exportación de GNL a gran escala, asciende a 15.000 MUSD que se invierten a partir de 2027.⁷⁰

Las inversiones en el sector hidrocarburífero deberían registrar un incremento significativo a lo largo de la presente década a fin de alcanzar el sendero de producción proyectado, superando los 16.000 MUSD anuales, en promedio, a partir de 2027. Dichos niveles de inversión representarán un salto sustantivo respecto a las inversiones registradas en el sector a lo largo

⁷⁰ La capacidad final de la planta de licuefacción sería de entre 20 y 25 MTPA y se espera se encuentre operativa a partir de mediados de la década del 30.

de las últimas décadas, a la vez que tendrán un impacto sustantivo en la inversión agregada del conjunto de la economía argentina.

Gráfico 4.17. Inversión en el upstream e infraestructura, 2023-2030.
(En MUSD)



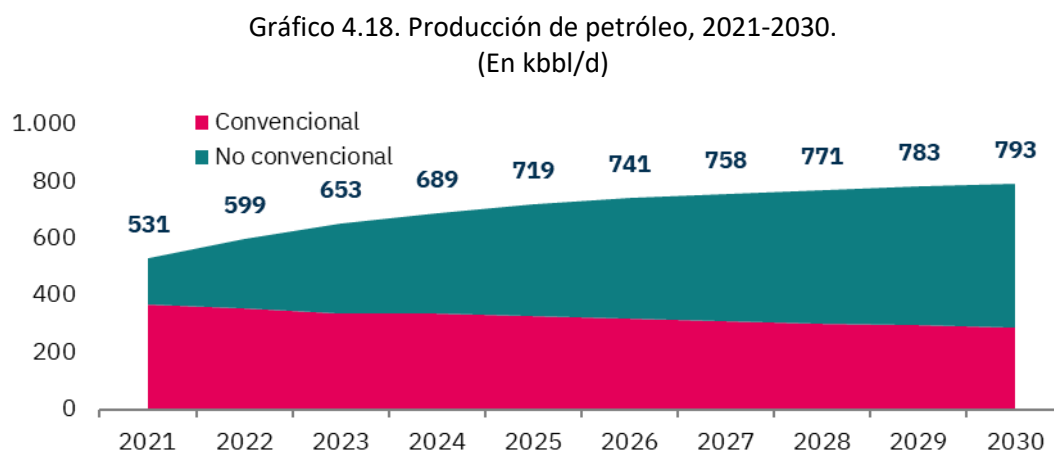
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

4.2. Escenario Tendencial

La conformación del escenario tendencial parte del supuesto de que no se realizan modificaciones sustantivas al marco regulatorio vigente y, por lo tanto, los niveles de inversión en el sector hidrocarburífero no se expanden sustantivamente a lo largo de la presente década, tal como como se proyectó en el escenario objetivo. En definitiva, la diferencia entre el escenario de oferta objetivo y el tendencial indica el impacto, en términos de inversión y producción, de una modificación del marco regulatorio en línea con lo desarrollado en la introducción de este trabajo.

En este sentido, el escenario de oferta tendencial intenta proyectar la evolución que tendría la producción de petróleo si se mantiene un nivel de inversiones a lo largo de la presente década similar al previsto por las empresas operadoras para 2023 e informado a la Secretaría de Energía de la Nación. En este escenario, la producción de petróleo en 2030 superaría levemente los 790 kbbl/d, registrando un crecimiento del 2,8% anual en lo que resta de la presente década. Dicho crecimiento se concentraría en la producción de shale oil, que se expandiría al 9,6% anual acumulativo (Gráfico 4.18). Aún en este escenario de menor nivel de inversión, la producción no convencional de crudo representaría a finales de la presente década el 64% de la producción

total. Se debe señalar, que la producción convencional fue proyectada con los mismos criterios considerados en el escenario objetivo.

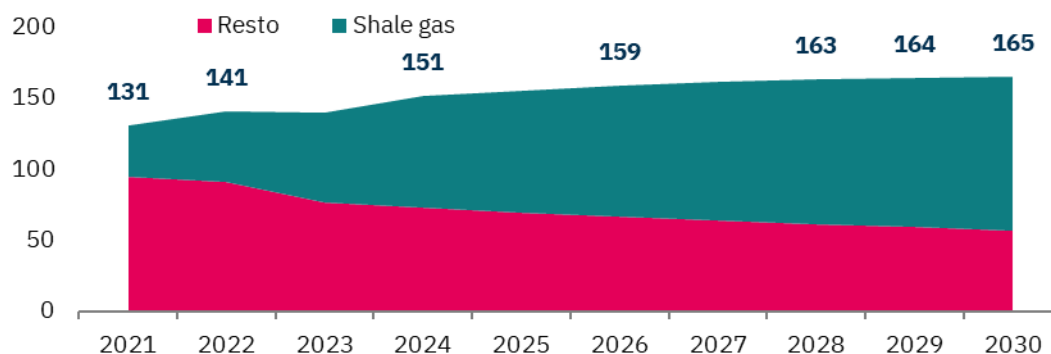


Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Por su parte, la producción de gas natural en este escenario se realiza considerando la ampliación de la capacidad de transporte y manteniendo los niveles de exportación a los mercados regionales previstas en el escenario denominado objetivo, cuyo detalle se presentó en la Tabla 4.1. Sin embargo, y a diferencia del escenario objetivo, no se considera la exportación de gas natural a través de plantas licuefactoras. En base a estos supuestos la producción de gas natural en 2030 alcanzaría los 165 MMm3/d. Es decir, un crecimiento anual acumulativo del 2,4% frente al 8,4% del estimado en el escenario Objetivo (Gráfico 4.19).

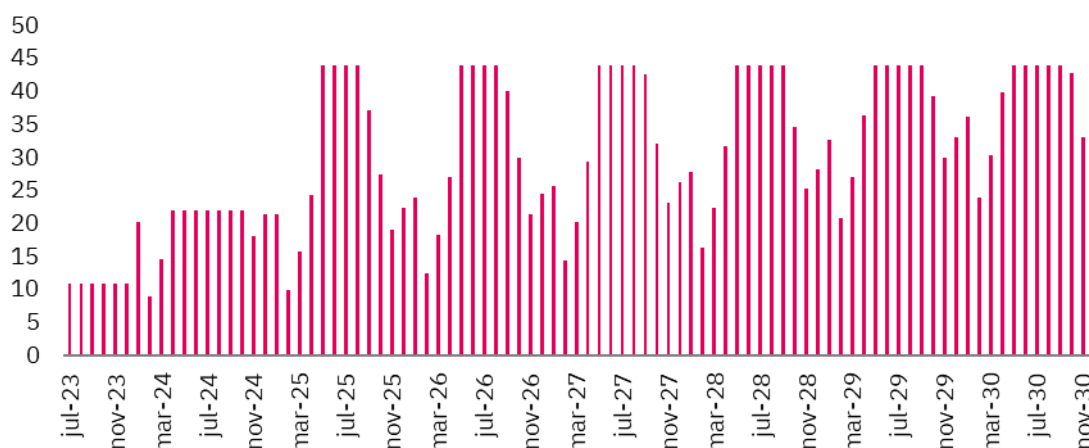
Se debe señalar, que si se considera el escenario tendencial de demanda descrito en la tercera sección de este trabajo, la limitada ampliación de la oferta de gas natural conduciría a la subutilización del gasoducto Néstor Kirchner en los períodos estivales en 2030 (Gráfico 4.20).

Gráfico 4.19. Producción de gas natural, 2021-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Gráfico 4.20. Utilización del gasoducto Néstor Kirchner en el escenario de demanda tendencial, 2023-2030. (En MMm3/d)



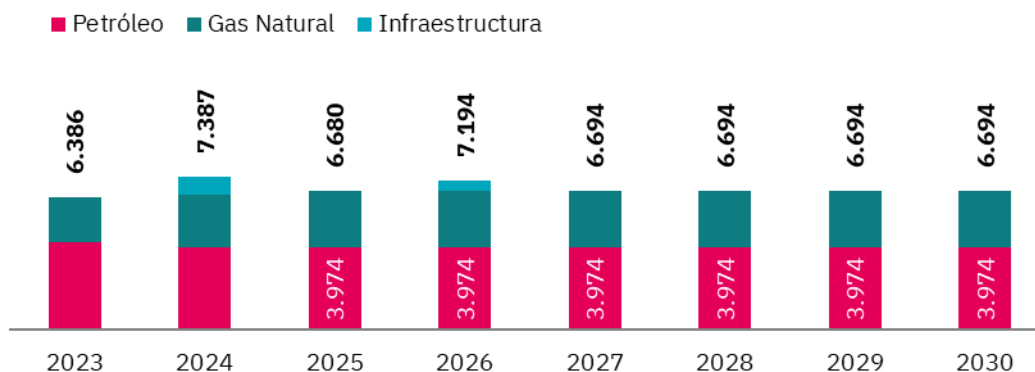
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Los niveles de producción en el escenario tendencial implican un nivel de actividad en las ventanas petrolíferas de Vaca Muerta en torno a los 205 pozos conectados por año. Para ello, se requerirían entre 17 y 18 equipos de perforación activos y 6 equipos de fractura. Por su parte, en las ventanas gasíferas se deberían conectar 140 pozos por año a partir de 2025 requiriendo 12 equipos de perforación y 4 equipos de fractura.

En función de la cantidad de pozos conectados en Vaca Muerta y de las inversiones requeridas para la expansión de la capacidad de transporte de petróleo crudo se determina que las

inversiones promedio en este escenario se mantendrían en torno a los niveles actuales (Gráfico 4.21).

Gráfico 4.21. Inversión en el upstream e infraestructura, 2023-2030.
(En MUSD)



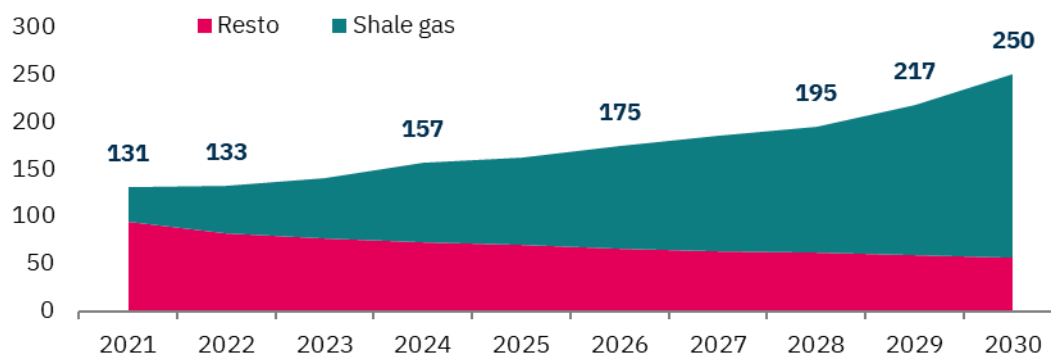
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

4.3. Escenario Expansivo

La producción de petróleo en el escenario expansivo es la misma que la proyectada en el escenario objetivo. Sin embargo, se proyecta un escenario más agresivo en la producción de gas natural, en donde la producción incremental respecto al escenario objetivo permite mantener el nivel de exportaciones de dicho escenario, en un contexto de mayor aumento de la demanda doméstica. Es decir, el aumento de la producción de gas natural bajo este escenario compensa el incremento verificado en la demanda doméstica de gas natural en el escenario de transición acelerada. De esta forma, en el escenario expansivo entre 2026 y 2030 la producción de gas natural es 10 MMm3/d más elevada que la registrada en el escenario objetivo (Gráfico 4.22).

Para alcanzar este nivel de producción, el nivel de actividad en las ventanas gasíferas de Vaca Muerta deberá alcanzar en 2026 174 pozos conectados y en 2030 384 pozos. Esto implica un crecimiento del nivel de actividad en torno al 16% respecto al escenario objetivo. Como consecuencia, la cantidad de equipos de perforación operando en esta área llegaría a 32, requiriéndose la operación de 11 equipos de fractura.

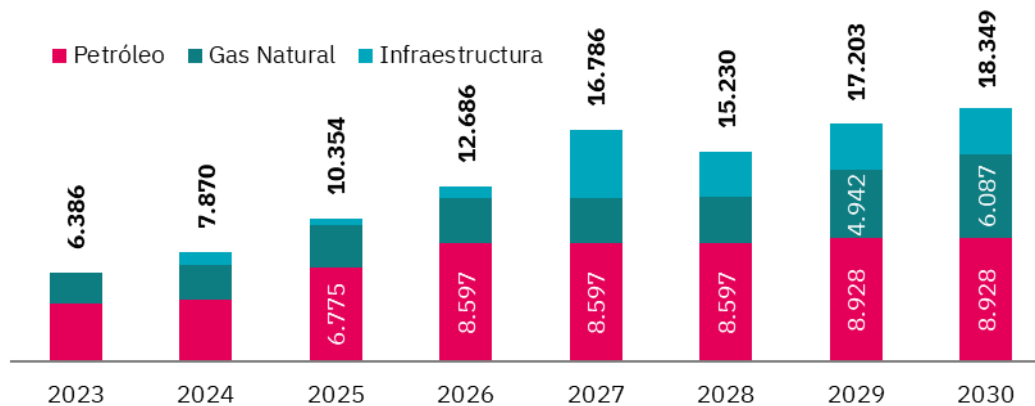
Gráfico 4.22. Producción de gas natural, 2021-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Finalmente, en base a los objetivos de producción planteados en este escenario, las inversiones promedio proyectadas para la perforación de pozos de shale gas entre 2026 y 2030 estarían en torno a los 3.400 MUSD por año, mientras que en el escenario objetivo esa suma alcanzaba los 2.900 MUSD (Gráfico 4.23).

Gráfico 4.23. Inversión en el upstream e infraestructura, 2023-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

5. Sección V: Impacto del sector hidrocarburífero en la economía argentina

En la presente sección se estima el impacto que tendrían sobre el sector externo y fiscal de la economía Argentina, los distintos escenarios de oferta y demanda desarrollados en las secciones previas. En particular, se identifican los excedentes de exportación, los requerimientos de importación y se conforma la balanza comercial energética en cada uno de los escenarios planteados. Cabe señalar, que se desarrollarán en la presente sección tres escenarios que surgen de los escenarios de oferta y demanda conformados en las secciones previas.

El primer escenario denominado A, contempla el escenario de demanda denominado transición lenta y el escenario de oferta denominado Objetivo. Este escenario intenta evaluar el impacto que tendría sobre la balanza comercial del sector energético, así como sobre la recaudación fiscal, la adopción de un nuevo marco regulatorio para el sector en el marco de un crecimiento moderado de la economía Argentina.

Por el contrario, el escenario denominado B contempla que se mantienen las condiciones regulatorias actuales y, por dicha razón, se considera el escenario de oferta tendencial. A la vez que se considera que la economía Argentina mantiene las tendencias actuales en términos de crecimiento económico, impidiendo la adopción de medidas significativas para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, se considera el escenario de demanda denominado como tendencial.

Por último, se conformó un escenario C en base a un escenario de demanda sensiblemente más agresivo (transición acelerada), como consecuencia de un mayor crecimiento de la economía Argentina. En este contexto, se consideró el escenario de oferta denominado expansivo, que contempla una mayor producción de gas natural que el considerado en el escenario de oferta Objetivo, a fin de abastecer los mayores requerimientos de la demanda doméstica.

5.1. ESCENARIO A (Demanda: Transición lenta – Oferta: Objetivo)

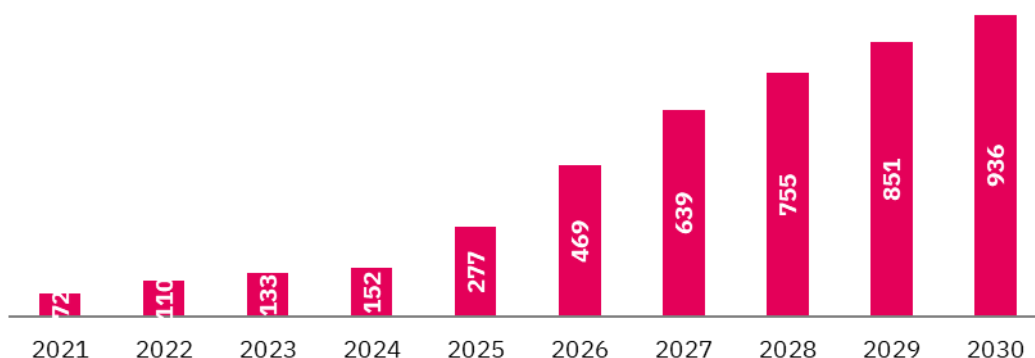
Los saldos exportables del sector productor de crudo queda determinado por la trayectoria de la producción de petróleo, ya que se consideró constante la capacidad de refinación en la economía local.⁷¹ Por lo tanto, la totalidad de la producción excedente respecto a la demanda del parque refinador local se destina a la exportación. De todas formas, se debe destacar que la

⁷¹ Se consideró una demanda por parte del parque refinador local constante de 520 kbb/d en promedio.

no ampliación de la capacidad de refinación a lo largo de la presente década no implica que no se deberán realizar inversiones sustantivas en el downstream. Por el contrario, la expansión de la producción de crudo liviano en Vaca Muerta exige un proceso de inversiones significativo por parte del parque refinador local, a fin de adaptar las distintas refinерías a las nuevas características de la canasta de crudo local. A la vez, que la mejora en la calidad de los combustibles que se deberá implementar en los próximos años, en línea con las mejores prácticas internacionales, requerirá también de elevados niveles de inversión.

El aumento de la producción de crudo permite incrementar progresivamente los saldos exportables, superando los 930 kbbbl/d a fines de la presente década (Gráfico N° 5.1). Dichos saldos exportables, valuados a la cotización actual futura del petróleo Brent⁷², permitiría alcanzar un ingreso sólo por exportaciones de crudo de alrededor de 21.500 MUSD anuales en 2030, valor sensiblemente más elevado que los 3.800 MUSD alcanzados en 2022 en el contexto de un precio internacional del petróleo extraordinariamente elevado. En términos agregados, las exportaciones de crudo supondrían en este escenario un ingreso de divisas a la economía Argentina por más de 97.000 MUSD entre los años 2024 y 2030 (Gráfico 5.2).

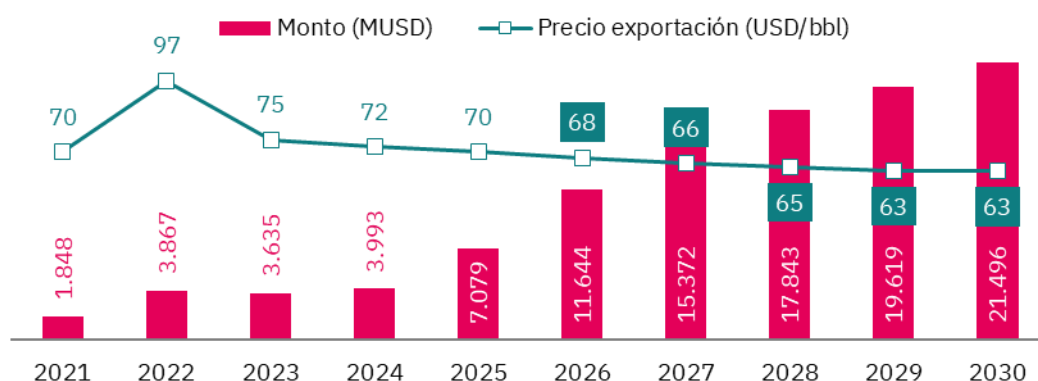
Gráfico 5.1. Saldos exportables de petróleo crudo, 2021-2030.
(En kbbbl/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y empresas operadoras.

⁷² El precio de exportación se determina manteniendo constante el descuento verificado durante 2022 y el precio del Brent previsto para cada año. Cotización Brent 2023 = 78 USD/bbl; 2024 = 74 USD/bbl; 2025 = 72 USD/bbl; 2026 = 70 USD/bbl; 2027 = 68 USD/bbl; 2028 = 67 USD/bbl; 2029 y 2030 = 65 USD/bbl.

Gráfico 5.2. Valuación de las exportaciones de petróleo, 2021-2030.
(En MUSD y USD/bbl)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, empresas operadoras y CME group.

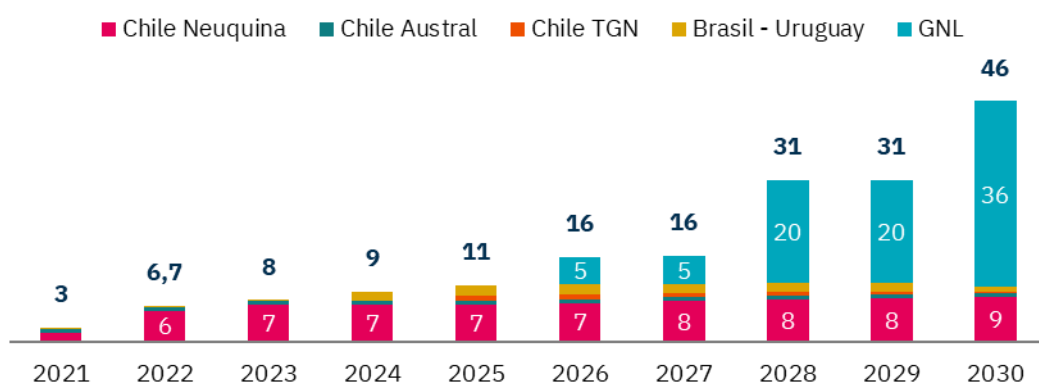
La estimación de las exportaciones de gas natural se realizó considerando los volúmenes exportados a los mercados regionales, en donde se proyectó exportaciones a Chile a través de GasAndes por 9 MMm3/d en invierno y 3,5 MMm3/d en verano, a través del gasoducto del pacífico 0,5 MMm3/d en verano hasta el período estival 2025-2026, en el que se asume que ese volumen se incrementa progresivamente hasta alcanzar 3,5 MMm3/d en 2030. Adicionalmente, se consideró que las exportaciones a Methanex se mantienen en 1,3 MMm3/d durante los meses de verano y que se realizan exportaciones al norte grande chileno por 1,4 MMm3/d durante los períodos estivales a partir de 2025. Por último, se consideraron exportaciones a través de Uruguiana y Cruz del Sur por 3,0 MMm3/d cuando la oferta local lo permite.

Se debe destacar, que los volúmenes exportados a los mercados regionales considerados en este trabajo requieren que se finalicen las obras de ampliación de transporte de gas natural planificadas. En este sentido, se supone la concreción de la reversión del gasoducto Norte, que posibilitará enviar gas natural desde la cuenca Neuquina hasta el norte de Chile a través del gasoducto Atacama. Así como, la concreción de la segunda etapa del gasoducto Néstor Kirchner.

Por otro lado, se consideró la instalación de plantas licuefactoras a lo largo de la presente década, que, en una primera instancia, permitirán incrementar el factor de utilización del gasoducto Néstor Kirchner en los meses de menor demanda local. En este sentido, se considera una capacidad instalada de licuefacción de 2 MTPA a partir de 2026. Asimismo, se considera el desarrollo de una terminal licuefactora por etapas con una capacidad final de procesamiento de 25 MTPA en el año 2035. En el marco de este trabajo, se supuso que la primera etapa de la terminal entraría en funcionamiento en 2028 con 4 MTPA de capacidad y 8 MTPA en 2030.

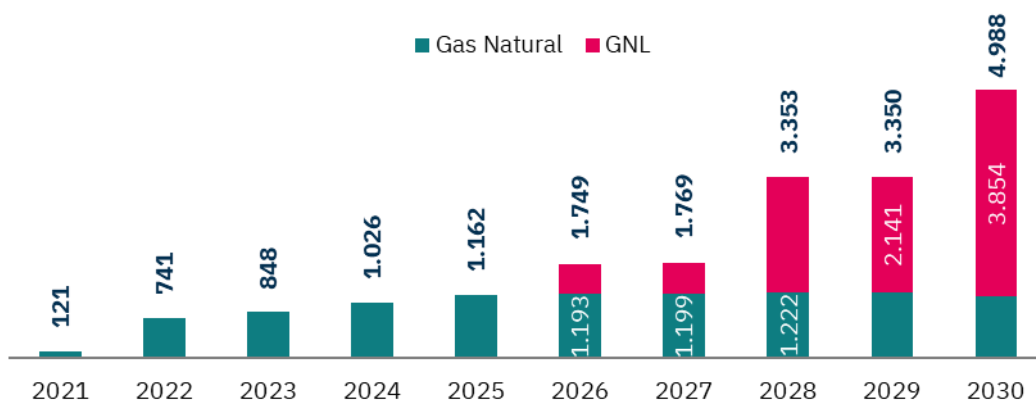
Las exportaciones a los mercados regionales, en conjunto con el desarrollo de la capacidad de licuefacción, permitiría un crecimiento significativo de las exportaciones de gas natural a lo largo de la presente década, alcanzando casi los 50 MMm3/d en 2030. Si consideramos un valor promedio de exportación de 8 USD/MBTU durante todo el período, las exportaciones de gas natural aportarían alrededor de 1.000 MUSD anuales a mediados de la presente década y se elevarían hasta los 1.750 MUSD entre 2026 y 2027, para luego ascender hasta casi 5.000 MUSD en 2030, una vez instaladas las primeras etapas de la planta licuefactora (Gráfico 5.4).

Gráfico 5.3. Saldos exportables de gas natural, 2021-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y empresas operadoras.

Gráfico 5.4. Valuación de las exportaciones de gas natural y GNL, 2021-2030.
(En MUSD)

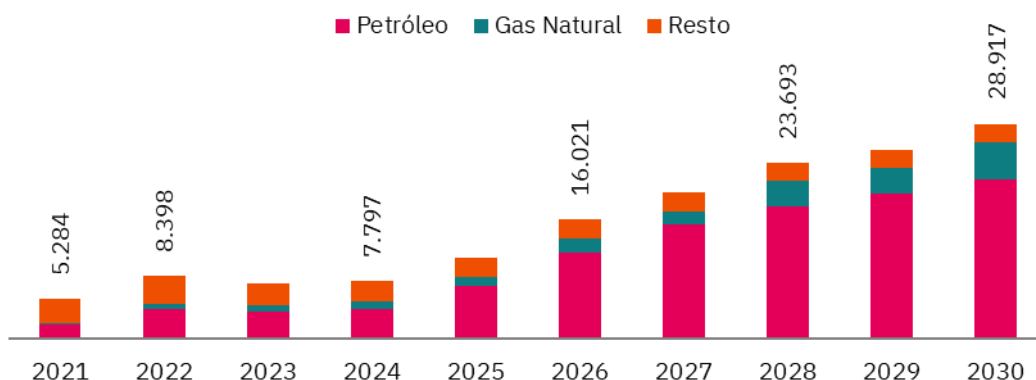


Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Además de petróleo y gas natural las demás exportaciones energéticas incluidas en el rubro “Combustibles y energía” de INDEC se estimaron manteniendo los volúmenes constantes y proyectando su valor según la variación de la cotización futura del Brent. Por esta razón, el monto exportado de la categoría resto en 2030, se reduce un 36% respecto al monto en 2022.

En este escenario, las exportaciones totales a fines de la presente década ascenderían a casi 29.000 MUSD, un incremento de más de 20.000 MUSD respecto a las exportaciones energéticas registradas durante el pasado año (Gráfico 5.5).

Gráfico 5.5. Exportaciones energéticas, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía e INDEC.

A su vez, se estimaron los requerimientos de importación de combustibles líquidos, gas natural y GNL en función de los escenarios de oferta y demanda considerados. En el caso de la importación de gas natural desde Bolivia se consideró que deja de abastecer a nuestro país a partir desde 2025, una vez finalizada la obra de reversión del gasoducto Norte en la totalidad de los escenarios considerados.

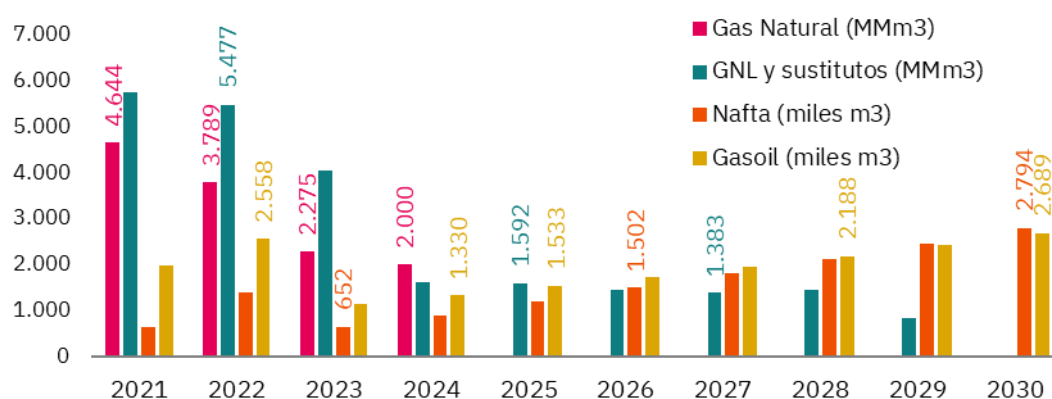
La demanda de GNL y/o combustibles alternativos para generación resulta de la conformación del Escenario A. Es decir, de la demanda proyectada en el escenario de transición lenta y de la oferta considerada en el escenario objetivo.

Cabe señalar que a partir de 2026 se requerirían obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural de la cuenca neuquina para poder evacuar la producción del escenario de oferta objetivo y abastecer la demanda local en los meses de pico, a fin para evitar un incremento sustantivo en la utilización de combustibles alternativos para la generación de

energía eléctrica. En caso de no ampliarse la capacidad de transporte de gas natural desde la cuenca neuquina, en 2030 se requerirían 10 MMm3/d de gas natural equivalente promedio de combustibles importados.

En el caso de los combustibles líquidos, el crecimiento del parque automotor determina un aumento en la demanda de nafta y gasoil por fuera del sector de generación eléctrica, a pesar de la mayor eficiencia contemplada en el parque automotor y el progresivo reemplazo por vehículos eléctricos y, en el caso de los vehículos de carga, por GNC/GNL. Si bien, el escenario supone un incremento de la demanda, a partir de 2023 el parque refinador local muestra un incremento en la producción de combustibles producto de las inversiones realizadas en los años previos. Esto determina una reducción inicial de los volúmenes importados respecto a 2021 y 2022 pero que luego crecen conforme lo hace la demanda (Gráfico 5.6).

Gráfico 5.6. Volúmenes de importación de gas natural, GNL y combustibles líquidos, 2021-2030. (En MMm3 de gas natural y miles de m3 de nafta y gasoil)

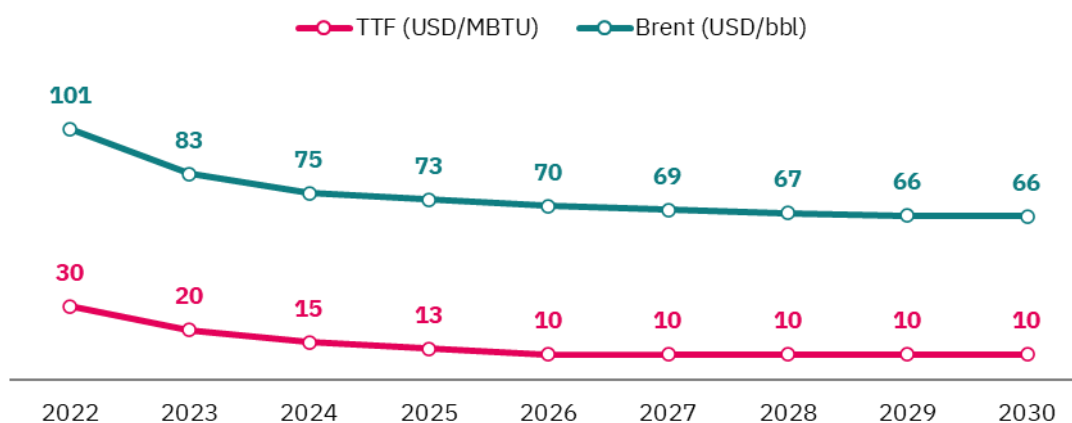


Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía e INDEC.

El impacto de los volúmenes importados sobre la balanza comercial energética se encuentra determinado, a su vez, por los precios de importación considerados. En el caso del gas natural, se consideró un costo de importación según la cotización promedio de los contratos futuros del gas natural TTF de junio de 2023. El costo de importación de los combustibles se estimó considerando el precio de importación de nafta y gasoil durante 2022 y se aplicó la variación de la cotización de los contratos futuros del petróleo Brent (Gráfico 5.7). El resto de las importaciones energéticas que componen el uso económico “Combustibles y lubricantes” en la categoría de INDEC, se valoraron en este trabajo según la variación de la cotización futura del

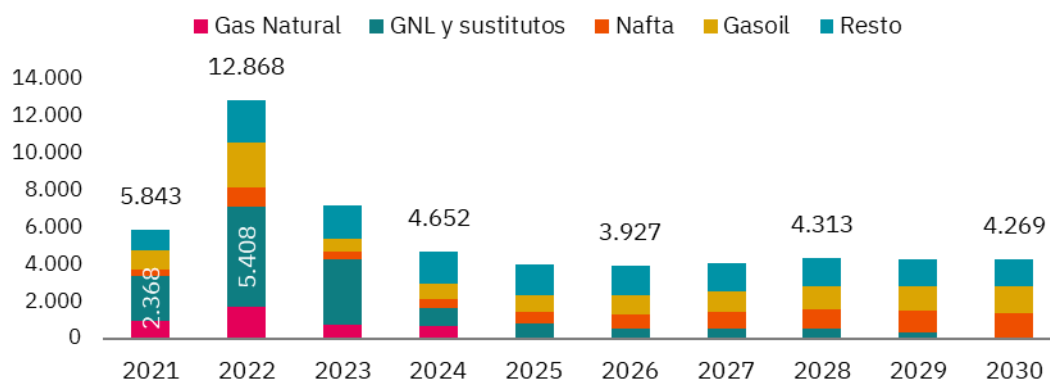
Brent, manteniendo el volumen constante. En base a estos supuestos, las importaciones de energía se ubicarían en torno a los 4.100 MUSD a lo largo de la década (Gráfico 5.8).

Gráfico 5.7. Precios del gas natural TTF y Brent considerados, 2022-2030.
(En USD/MBTU y USD/bbl)



Fuente: elaboración propia en base a datos de INDEC y CME group.

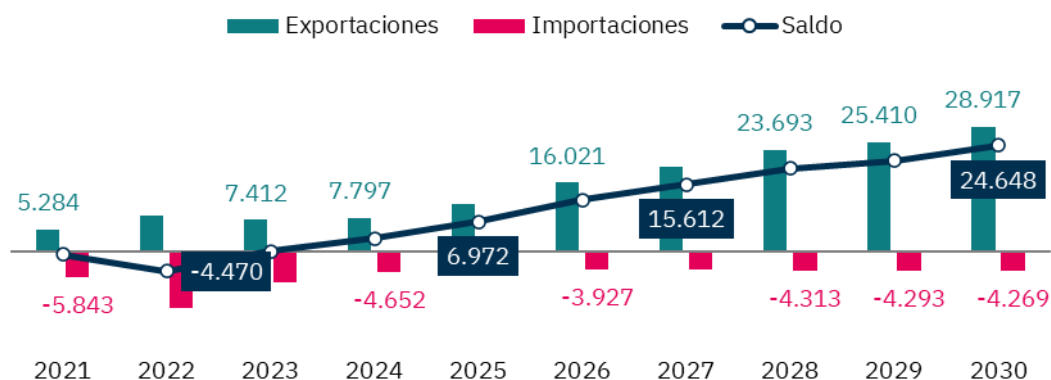
Gráfico 5.8. Valuación de importaciones energéticas, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

A partir de la identificación, por un lado, de los excedentes de exportación de petróleo y gas natural y, por otro, de los requerimientos de importación de gas natural, GNL y combustibles, se proyectaron los resultados de la balanza comercial energética, que alcanzaría un superávit de casi 25.000 MUSD a fines de la presente década (Gráfico 5.9).

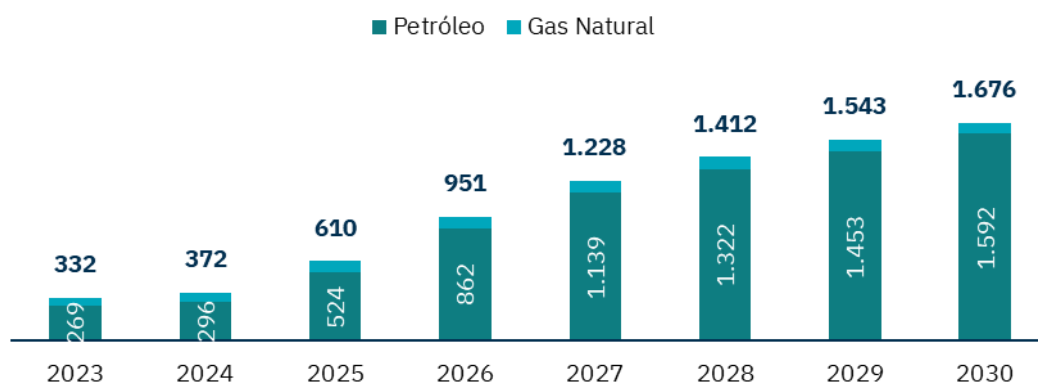
Gráfico 5.9. Balanza Comercial Energética, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

El impacto del aumento de la producción hidrocarburífera no sólo se limita al aspecto externo, sino que también tendrá una incidencia significativa en materia fiscal. El sostenimiento de las alícuotas actuales de derechos de exportación y contemplando la exención de las exportaciones de GNL, se alcanzaría por la recaudación de este tributo un monto superior a los 1.600 MUSD anuales a fines de la presente década. A la vez, que los mayores niveles de producción mejorarían las finanzas públicas provinciales como consecuencia del aumento en la recaudación por regalías e ingresos brutos. La recaudación de dichos tributos se incrementaría en más de 2.500 MUSD a fines de la presente década.⁷³

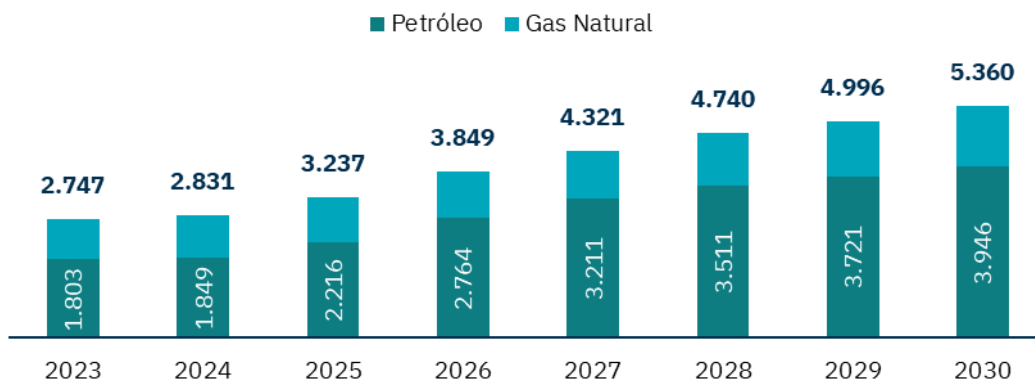
Gráfico 5.10. Recaudación del Estado Nacional por derechos de exportación, 2023-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, Ministerio de Economía y CME group.

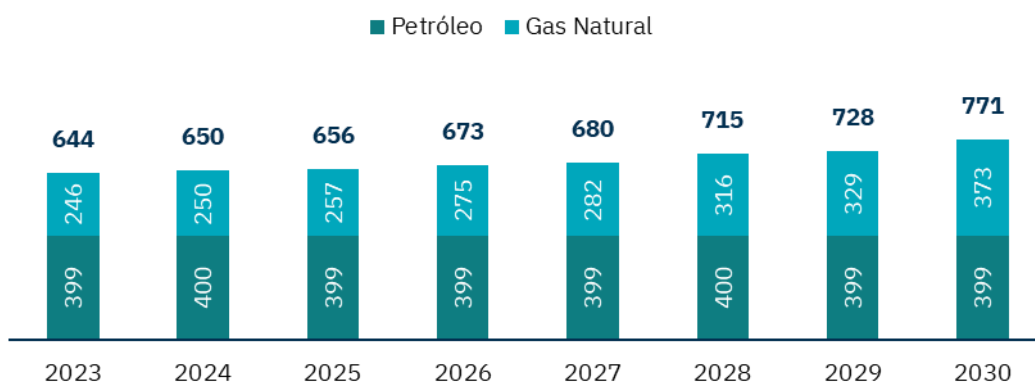
⁷³ Para la estimación se consideró una alícuota de regalías del 12% y una alícuota de ingresos brutos del 3,5%.

Gráfico 5.11. Recaudación provincial por regalías, 2023-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, Ministerio de Economía y CME group.

Gráfico 5.12. Recaudación provincial por ingresos brutos, 2023-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, Ministerio de Economía y CME group.

5.2. ESCENARIO B: (Demanda: Tendencial – Oferta: Tendencial)

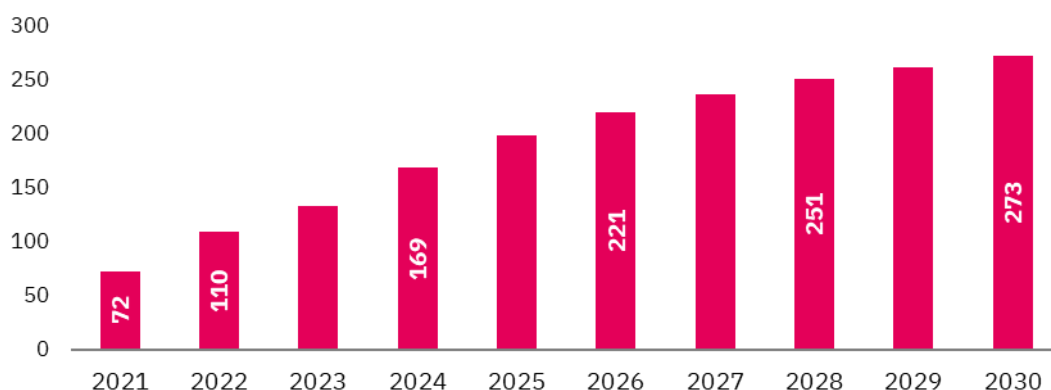
Los saldos exportables de petróleo en este escenario se estiman considerando, al igual que en el escenario anterior, que no se modifica el nivel de procesamiento del parque refinador local a lo largo de los próximos años. Por lo tanto, el incremento en la producción de petróleo se traduce en crecientes saldos exportables.

De todas formas, los menores niveles de inversión contemplados en este escenario determinan que a fines de la presente década se alcanza un saldo exportable levemente superior a los 270

kbbbl/d (Gráfico 5.13). Dada la cotización futura del petróleo Brent se estima que las exportaciones de petróleo en 2030 alcanzarían los 6.200 MUSD.

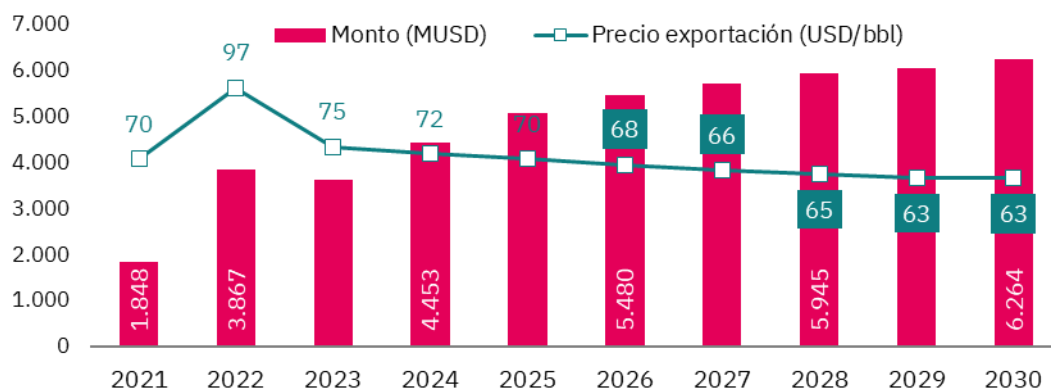
Respecto a las exportaciones de gas natural, en este escenario sólo se consideran las dirigidas a los mercados regionales, ya que dado que no se modifica el actual marco regulatorio no se instalan terminales licuefactoras de GNL. En este escenario, las exportaciones de gas natural se mantendrían en torno a los 1.000 MUSD anuales durante el resto de la década (Gráfico 5.16).

Gráfico 5.13. Saldos exportables de petróleo crudo, 2021-2030.
(En kbbbl/d)



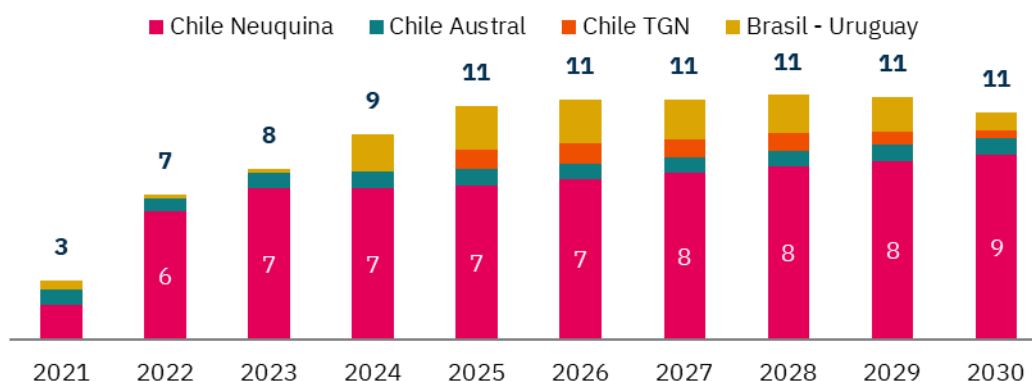
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y empresas operadoras.

Gráfico 5.14. Valuación de las exportaciones de petróleo crudo y precio, 2021-2030.
(En MUSD y USD/bbl)



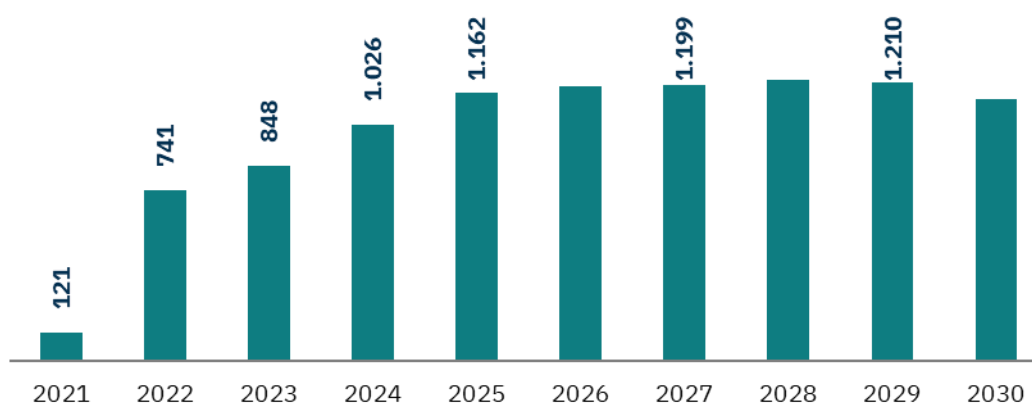
Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, empresas operadoras y CME group.

Gráfico 5.15. Saldos exportables de gas natural, 2021-2030.
(En MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y empresas operadoras.

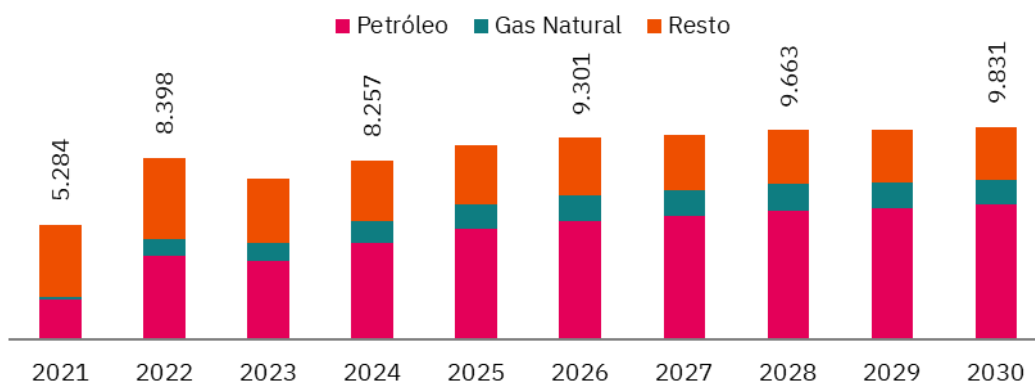
Gráfico 5.16. Valuación de las exportaciones de gas natural, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

La valuación del resto de las exportaciones energéticas se mantiene respecto al monto estimado en el Escenario A. Por lo tanto, las exportaciones en 2030 ascenderían a algo más de 9.800 MUSD, producto del incremento de las cantidades exportadas en el marco de una disminución de los precios de la energía en el mercado internacional (Gráfico 5.20). Si bien esta trayectoria implica un incremento en las exportaciones, respecto a lo acontecido en los últimos años, supone una contracción en más de 19.000 MUSD, respecto a las exportaciones que se alcanzarían en el marco de una modificación sensible del marco regulatorio que enfrenta el sector.

Gráfico 5.17. Exportaciones energéticas, 2021-2030.
(En MUSD)

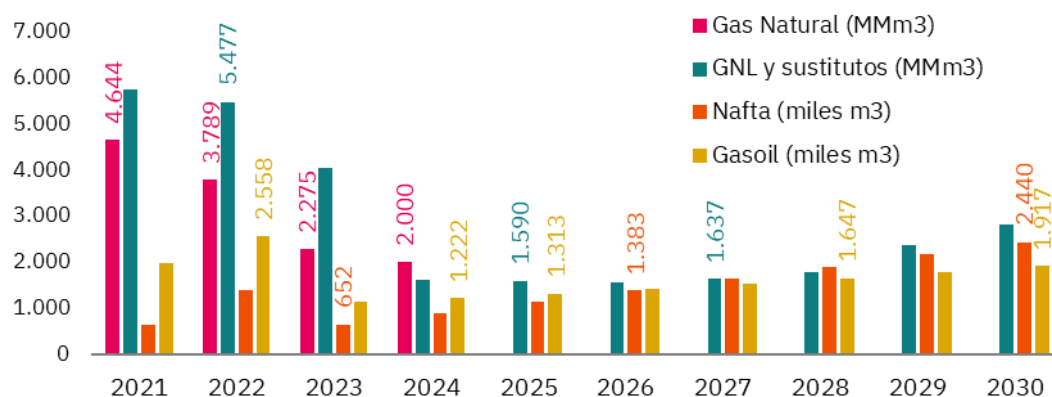


Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía e INDEC.

Las importaciones de energía estimadas en este escenario parten de un escenario de demanda con un menor crecimiento de la economía Argentina. En efecto, la demanda de GNL y/o combustibles alternativos para generación eléctrica es el resultado de la interacción entre el escenario de demanda tendencial descripta en la tercera sección y el escenario de oferta homónimo desarrollado en la cuarta sección de este trabajo. En este caso, dado el menor crecimiento de la economía no se consideran ampliaciones adicionales en la capacidad de transporte de gas natural desde la cuenca neuquina. Por esta razón, el requerimiento de importaciones, a pesar de la menor demanda, es mayor que en el escenario anterior (A). En cambio, al mantenerse constante la capacidad de producción de combustibles líquidos, el requerimiento de importación se reduce en este escenario, producto de la menor demanda ante una expansión más reducida del parque automotor (Gráfico 5.18).

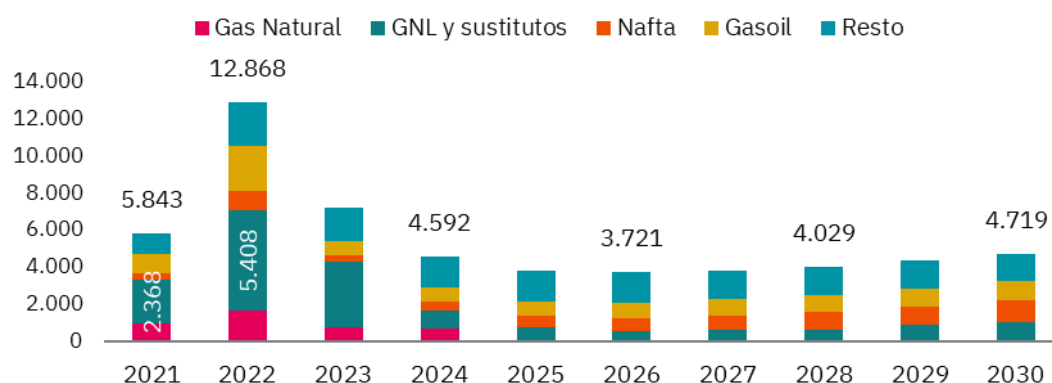
Para 2030 las importaciones energéticas en este escenario ascenderían a 4.719 MUSD, lo que implica un incremento de 450 MUSD respecto a las estimaciones realizadas en la sección 5.1. A pesar de un mayor volumen de combustibles requeridos para cubrir el déficit de gas natural, el menor requerimiento de combustibles líquidos para transporte automotor provoca que el impacto de las importaciones en la balanza comercial se mantenga en un nivel similar en ambos casos (Gráfico 5.19).

Gráfico 5.18. Volúmenes de importación de gas natural, GNL y combustibles líquidos, 2021-2030. (En MMm3 de gas natural y miles de m3 de nafta y gasoil)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía e INDEC.

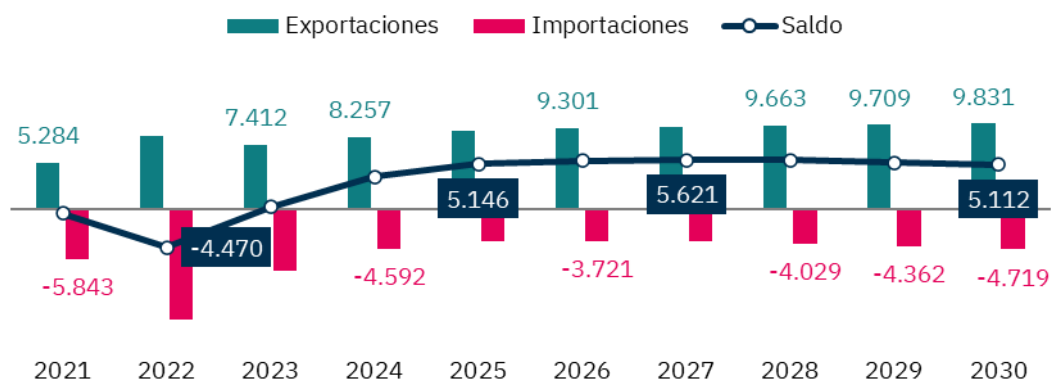
Gráfico 5.19. Valuación de importaciones energéticas, 2021-2030. (En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

La balanza comercial resultante de combinar los escenarios tendenciales de oferta y demanda verificaría un saldo superavitario superior a los 5.000 MUSD a fines de la presente década, revertiendo de todas formas el déficit externo verificado a lo largo de la última década, aunque muy por debajo de los valores que se podrían alcanzar en el marco de una modificación del entorno regulatorio.

Gráfico 5.20. Balanza Comercial Energética, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

5.3. ESCENARIO C: (Demanda: Transición Acelerada – Oferta: Expansiva)

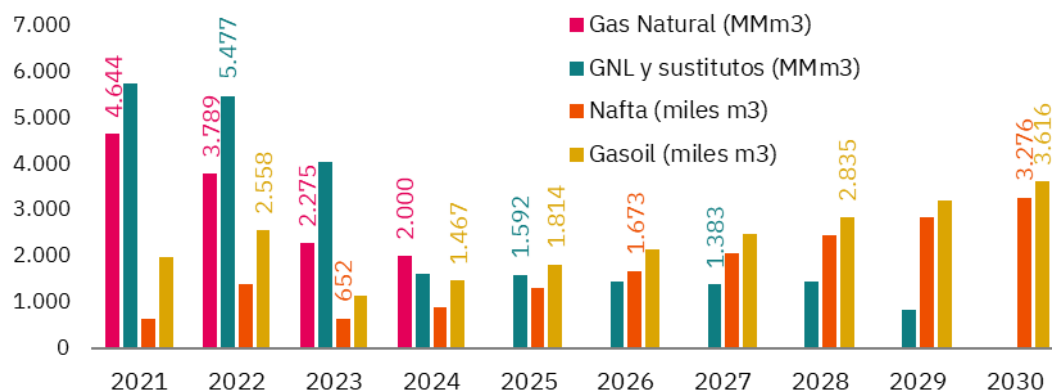
En este último escenario, la diferencia principal es la estimación de la demanda de energía en el mercado local para lo cual se estima un escenario de oferta mayor de gas natural que permita abastecer el mayor requerimiento de la demanda local.

En cuanto a las estimaciones de exportación se mantienen los valores calculados en la sección 5.1 para el escenario conformado por la demanda en transición lenta y la oferta objetivo, tanto para petróleo como para gas natural.

Además, las importaciones de gas natural se mantienen iguales a la de los dos escenarios anteriores y los volúmenes requeridos para abastecer el déficit de gas natural son los mismos que los estimados en el Escenario A, dado que este es el supuesto utilizado para conformar la oferta expansiva de gas natural.

En cambio, la principal diferencia radica en las importaciones de nafta y gasoil para transporte automotor. Si bien, en la demanda de transición acelerada se plantea una mayor penetración de electromovilidad y utilización de vehículos pesados a GNC, se supone un crecimiento del parque automotor mayor que en transición lenta producto de un mayor crecimiento económico. Por lo tanto, en este caso se dará un mayor incremento del volumen de combustibles líquidos importados (Gráfico 5.21).

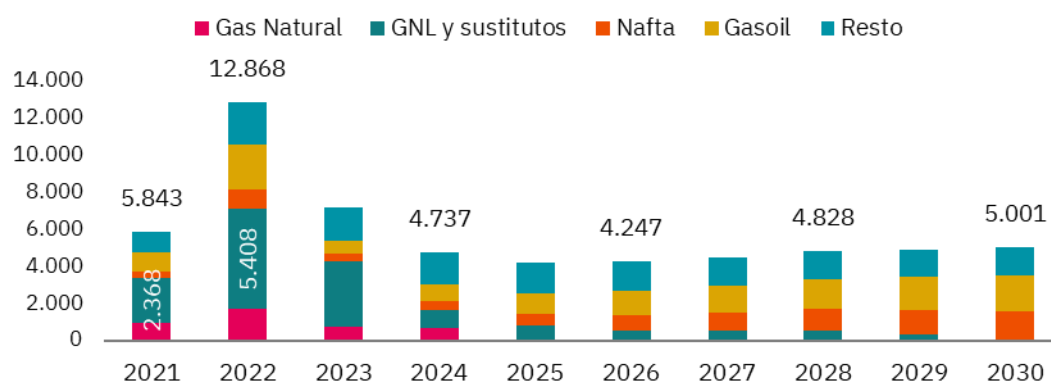
Gráfico 5.21. Volúmenes de importación de gas natural, GNL y combustibles líquidos, 2021-2030. (En MMm3 de gas natural y miles de m3 de nafta y gasoil)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía e INDEC.

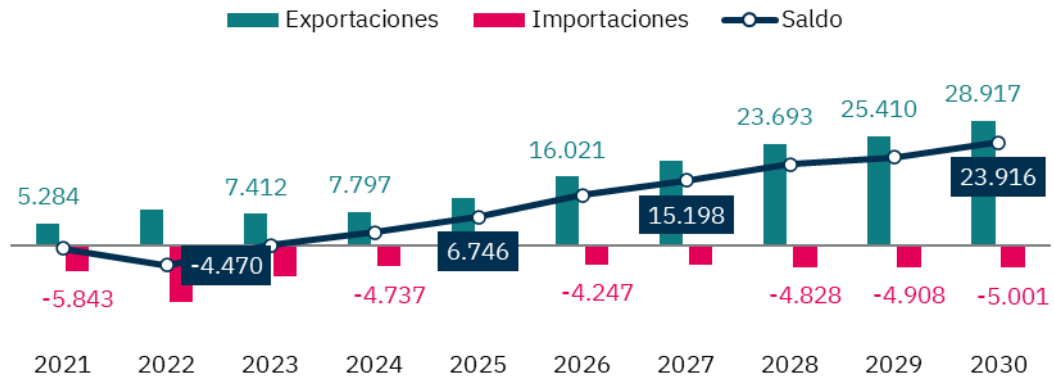
El aumento en las importaciones de combustibles líquidos conduce a que en 2030, el monto requerido para las importaciones energéticas ascienda a 5.000 MUSD, una reducción de más de 7.800 MUSD respecto a 2022, pero un incremento de poco más de 700 MUSD respecto al Escenario A. Este mayor monto de importaciones determina una reducción del saldo de la balanza comercial energética, que alcanzaría casi 24.000 MUSD a fines de la presente década (Gráfico 5.23).

Gráfico 5.22. Valuación de importaciones energéticas, 2021-2030. (En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

Gráfico 5.23. Balanza Comercial Energética, 2021-2030.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, INDEC y CME group.

ANEXOS

ANEXO I. Potencialidad de la producción hidrocarburífera offshore.

Se debe destacar, que con posterioridad al año 2030, el desarrollo de la producción off shore en el Mar Argentino, permitiría potenciar aún más la producción hidrocarburífera en nuestro país. En efecto, el desarrollo de las áreas concursadas por la Secretaría de Energía en 2018 en el off shore del Mar Argentino, permitirían una expansión aún más significativa de la producción hidrocarburífera y de los niveles de inversión. En la presente sección se toman los distintos escenarios de producción elaborados por la consultora Ecolatina en su trabajo “Estudio de impacto económico del desarrollo hidrocarburífero costa afuera en Argentina”, de manera de evaluar algunas de las dimensiones de impacto de los proyectos.

En el mencionado trabajo se simula el descubrimiento de hidrocarburos en las Cuencas Argentina Norte (CAN) y Malvinas Oeste (MLO). En particular, se habla de “descubrimiento” cuando un pozo exploratorio resulta exitoso y también lo es la delineación del proyecto, y se asocia a cada descubrimiento una producción plateau potencial.

Se consideran tres escenarios de descubrimiento por cuenca: 1 (uno), 5 (cinco) y 10 (diez) descubrimientos para CAN y 1 (uno), 3 (tres) y 7 (siete) descubrimientos para MLO. Para cada una de las cuencas trabajan con un “proyecto tipo”, que simplifica las características diferenciales en términos de volumen de recursos recuperables, profundidad de agua, diseño del escenario de desarrollo, productividad de los pozos, plateau de producción, etc.

Para el proyecto tipo CAN asumen un proyecto costa afuera a más de 300 km de la costa, en aguas ultra profundas (> 1.500 metros), con control de pozo submarino, procesamiento y almacenamiento en el mar y evacuación a través de buques tanque. Para el proyecto tipo MLO asumen un proyecto costa afuera a 100 km de la costa, con una profundidad de agua aproximadamente 100 metros, control de pozo en superficie, procesamiento y almacenamiento en el mar y evacuación a través de buques tanque.

En ambos asumen que el fluido principal es petróleo y que la totalidad del gas asociado se reinyecta en el reservorio. En relación al horizonte temporal de los proyectos, suponen que la exploración demanda 2 años, la delineación de los proyectos 4 años, el desarrollo 8 años y la producción 22 años.

Como resultado, para el Bloque CAN el escenario de 1 descubrimiento equivale a un plateau de producción de 80 kbb/d, el de 5 descubrimientos a uno de 400 kbb/d y el de 10

descubrimientos a uno de 800 kbbl/d. Para el bloque MLO, por su parte, el escenario de 1 descubrimiento equivale a un plateau de producción de 100 kbbl/d, el de 3 descubrimientos a uno de 300 kbbl/d y el de 7 descubrimientos de 700 kbbl/d.

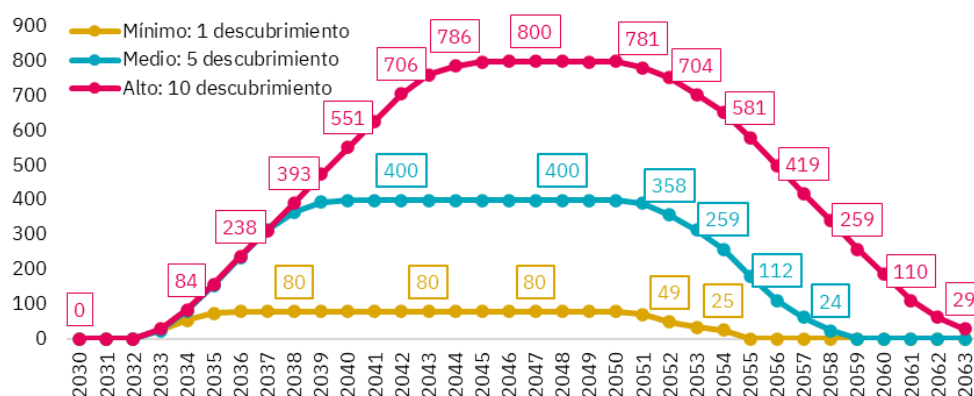
Tabla A1.1. Características principales del proyecto tipo.

VARI ABLE	UNI DAD	CAN	MLO
Fluido principal		Petróleo	Petróleo
Distancia a la costa	km	300	100
Reservorio	m	2.500	1.500
Profundidad de agua	m	1.500	100
Equipo de perforación		Buque Drill Ship	Jack-up
Control de pozo		submarino	superficie
Exploración			
Pozo exploratorio	#	1	1
Diseño	tipo	vertical	vertical
Costo pozo dry hole	MUSD	90	47
Delineación			
Pozo delineación	#	3	3
Diseño	tipo	vertical	vertical
Costo pozo	MUSD	75	44
Desarrollo			
Plateau de producción	miles bbl/ d	80	100
Tamaño proyecto promedio	MBbl	560	700
Costo pozo productor	MUSD	80	41
Procesamiento		1 FPSO	1 CPF & 7 WHP
Almacenamiento			1 FSO
Evacuación		Buque tanque	Buque tanque
Aspectos financieros			
CAPEX total	MUSD	5.305	5.200
OPEX total	MUSD	4.500	6.121
Costo de desarrollo	USD/ bbl	7,7	5,9
OPEX unitario	USD/ bbl	8,1	8,8

Fuente: Dreizzen, D., Piaggio, M. y Gosis, P. (2022). Estudio de impacto económico de desarrollo hidrocarburiífero costa afuera en Argentina. Ecolatina.

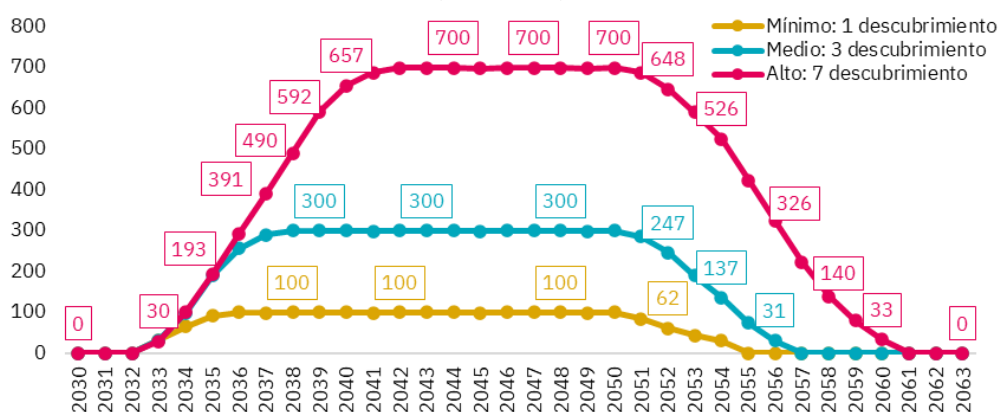
La producción de petróleo en Argentina fue de 599 kbbl/d en 2022, por lo que solo uno de estos proyectos representaría entre el 13% y 17% de la producción de petróleo de todo el país. A su vez, considerando que las exportaciones de petróleo en 2022 promediaron los 110 kbbl/d, uno solo de estos descubrimientos representaría entre el 73% y 91% de las exportaciones totales de petróleo del país (Gráfico A1.1. y A1.2).

Gráfico A1.1. Evolución de la producción potencial de petróleo offshore para los escenarios de 1, 5 y 10 descubrimientos en el Bloque CAN, 2030-2063.
(En kbbl/d)



Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Ecolatina (2022).

Gráfico A1.2. Evolución de la producción potencial de petróleo offshore para los escenarios de 1, 3 y 7 descubrimientos en el Bloque MLO, 2030-2063.
(En kbbl/d)

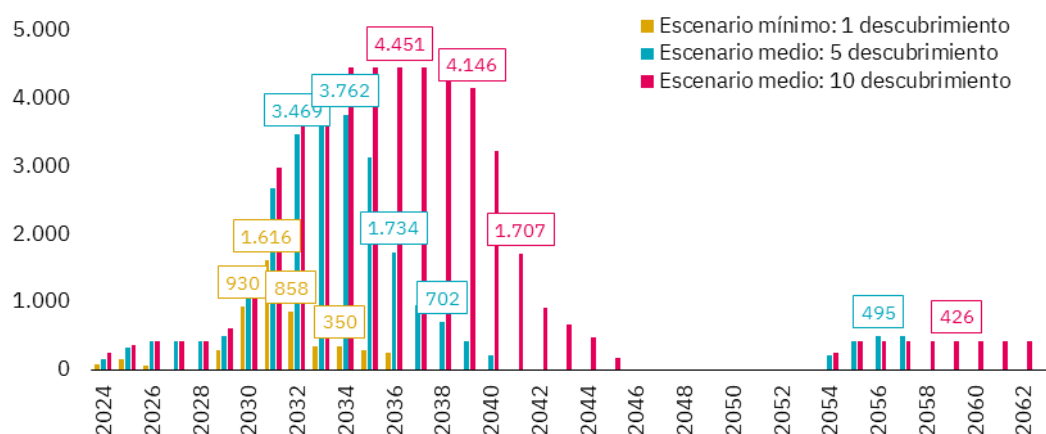


Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Ecolatina (2022).

Alcanzar estos niveles de producción requiere de una inversión considerable desde el año 2024. Este tipo de proyectos tienen un perfil de inversión muy concentrado entre el FID (final investment decision) en 2027 y el FO (first oil) en 2031. De acuerdo al trabajo de Ecolatina (2022), las inversiones equivalen a alrededor de 5.300 MUSD en el escenario de 1 descubrimiento, 26.500 MUSD en el escenario de 5 descubrimientos y 53.000 MUSD en el escenario de 10 descubrimientos, para el Bloque CAN (Gráfico A1.3).

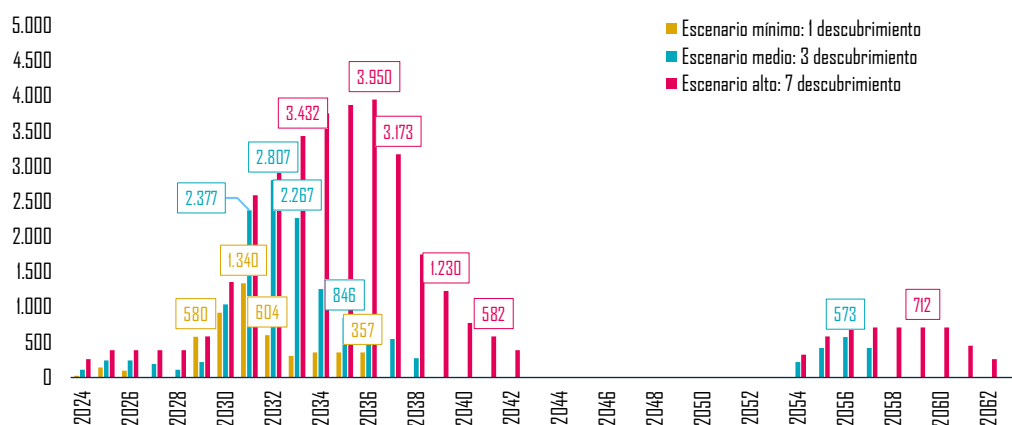
Para el Bloque MLO, por su parte, entre 2024 y 2063 las inversiones totalizan 5.200 MUSD para el escenario de 1 descubrimiento, 15.600 MUSD para el escenario de 3 descubrimientos y 36.400 MUSD para el escenario de 7 descubrimientos (Gráfico A1.4).

Gráfico A1.3. Inversiones para los escenarios de 1, 5 y 10 descubrimientos en el Bloque CAN, 2024-2063.
(En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Ecolatina (2022).

Gráfico A1.4. Inversiones para los escenarios de 1, 3 y 7 descubrimientos en el Bloque MLO, 2024-2063.
(En MUSD)

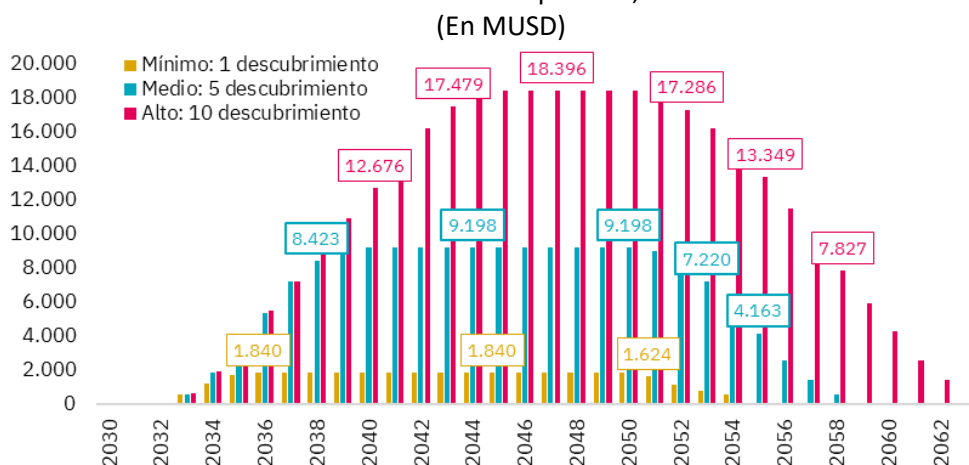


Fuente: elaboración propia en base a trabajo de Ecolatina (2022).

Dados los escenarios de producción proyectados, y tomando un precio del barril de petróleo local para exportación de 63 USD/bbl⁷⁴, en el Bloque CAN estos descubrimientos implicarían, entre 2033 y 2063, un total acumulado en exportaciones de 35.269 MUSD en el escenario mínimo (1 descubrimiento), 176.331 MUSD en el escenario medio (5 descubrimientos) y 351.831 MUSD en el escenario alto (10 descubrimientos) (Gráfico A1.5).

⁷⁴ En línea con: (i) la cotización del Brent según futuros del mes de marzo de 2023 hasta 2029, luego manteniendo constante el precio; y (ii) el descuento actual entre el Brent y el valor de crudo local exportado.

Gráfico A1.5. Exportaciones potenciales de petróleo offshore para los escenarios de 1, 5 y 10 descubrimientos en el Bloque CAN, 2030-2063.

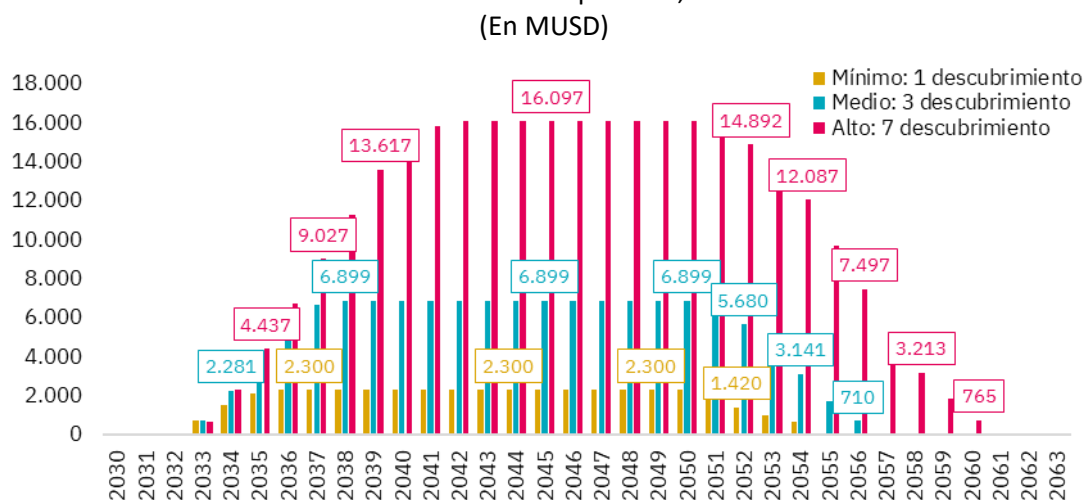


Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de producción de Ecolatina (2022).

Para el Bloque MLO, por su parte, implicarían entre 2033 y 2063, un total acumulado en exportaciones de 43.957 MUSD en el escenario mínimo (1 descubrimiento), 131.935 MUSD en el escenario medio (3 descubrimientos) y 308.554 MUSD en el escenario alto (7 descubrimientos) (Gráfico A1.6).

Consecuentemente, la magnitud de recursos producto del desarrollo y operación de estos proyectos tendría, además del significativo impacto sobre la balanza comercial, un marcado efecto sobre la dimensión fiscal y de la actividad de la economía argentina.

Gráfico A1.6. Exportaciones potenciales de petróleo offshore para los escenarios de 1, 3 y 7 descubrimientos en el Bloque MLO, 2030-2063.



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de producción de Ecolatina (2022).

ANEXO II. La demanda internacional de hidrocarburos en el marco de la transición energética.

Los 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. Esto ha determinado a nivel global la iniciación de procesos de transición energética, los cuales implican profundas transformaciones de alto nivel de complejidad sobre los entramados económicos, productivos y sociales de los distintos países.

La transición energética seguramente se profundizará en los próximos años y tendrá relevantes implicancias para el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos en nuestro país. Por un lado, supone un desafío, ya que el aprovechamiento pleno de los recursos se deberá producir durante las próximas décadas dado el abandono progresivo en el uso de combustibles fósiles. Por otro, implica también una oportunidad: las características del gas natural al ser un combustible con menor nivel de emisiones que el carbón y que permite compensar la intermitencia de las energías renovables, lo posicionan como un combustible central para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este contexto, se espera un aumento de la demanda de gas natural a lo largo de las próximas décadas y, en donde, Argentina podría ocupar un rol relevante como proveedor a nivel global.

En este marco, resulta relevante evaluar las estimaciones disponibles acerca de la demanda de hidrocarburos en las próximas décadas y analizar la potencialidad del sector energético argentino. Con esta finalidad, se recurrió a las proyecciones que realizan las diversas agencias internacionales de energía y empresas especializadas en la materia. Un aspecto importante de estas proyecciones es que, según la metodología que utilicen, diseñan dos tipos de escenarios: los exploratorios, que intentan evaluar y predecir⁷⁵ el futuro en base a las tendencias actuales bajo distintos contextos⁷⁶, y los normativos, que suponen el cumplimiento de determinadas metas u objetivos, por ejemplo de reducción de emisiones, independientemente de su grado de probabilidad de ocurrencia.

En la presente sección recabaremos las proyecciones de los escenarios prospectivos de tres fuentes distintas: la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por

⁷⁵ Algunas agencias señalan que los escenarios no son, en rigor, predicciones, en tanto no existe una única visión en torno a qué pueda ocurrir en el futuro en el mercado energético. Los escenarios buscan posibilitar la comparación entre diferentes versiones posibles del futuro en base a las acciones y supuestos que las producen, de forma de aportar herramientas de análisis.

⁷⁶ Decisiones gubernamentales, tendencias económicas y demográficas, costos y desarrollo de las tecnologías, precios de la energía, compromisos empresariales, factores comportamentales y sociales.

sus siglas en inglés), la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y BP (British Petroleum).

La EIA en su International Energy Outlook 2021 presenta un escenario principal, el “Caso de Referencia”⁷⁷, que es exploratorio y no normativo, y cuatro escenarios secundarios que analizan niveles alternativos de crecimiento económico y precios del petróleo: “Escenario de alto crecimiento económico”⁷⁸, “Escenario de bajo crecimiento económico”⁷⁹, “Escenario de altos precios del petróleo”⁸⁰ y “Escenario de bajos precios del petróleo”⁸¹. Para este análisis se tomará el “Caso de Referencia”.

Por su parte, BP supone en su Energy Outlook 2023 tres escenarios, dos de ellos normativos y el otro posible o exploratorio. Los normativos son el “Escenario acelerado”⁸² y el “Escenario cero emisiones netas”⁸³, y el exploratorio es el de “Nuevo momento”⁸⁴. Para este análisis se tomará el escenario Nuevo Momento.

⁷⁷ La EIA incluye solo la ley climática existente que se puede cuantificar utilizando el Sistema de Proyección de Energía Mundial (WEPS), un modelo económico integrado que captura las relaciones a largo plazo entre la oferta, la demanda y los precios de la energía en los mercados regionales. No asume cambios en la ley actual. Las entradas de WEPS incluyen varios supuestos que abordan la incertidumbre futura de los desarrollos tecnológicos, los cambios demográficos, las tendencias económicas y la disponibilidad de recursos, como los precios del petróleo y las tasas de crecimiento del PIB. Tasa anual de crecimiento económico de 2,8% y un valor del barril de crudo de USD 95 a 2050 (en dólares de 2020).

⁷⁸ Tasa anual de crecimiento económico del 3,7%.

⁷⁹ Tasa anual de crecimiento económico de 2% y un valor del barril de crudo de USD 45 a 2050 (en dólares de 2020).

⁸⁰ Valor del barril de crudo de USD 176 a 2050 (en dólares de 2020).

⁸¹ Valor del barril de crudo de USD 45 a 2050 (en dólares de 2020).

⁸² Está diseñado para explorar cómo diferentes elementos del sistema energético se modificarían con el objetivo de alcanzar una reducción sustancial de emisiones de carbono. Este escenario se encuentra condicionado al supuesto de que hay un endurecimiento de las políticas climáticas, que conducen a una caída pronunciada y sostenida de las emisiones de GEI (75% hacia 2050 en comparación a 2019). El consumo final total de energía a nivel internacional disminuye un 17% hacia 2050.

⁸³ Está diseñado para explorar cómo diferentes elementos del sistema energético se modificarían con el objetivo de alcanzar una reducción sustancial de las emisiones de carbono. Este escenario se encuentra condicionado al supuesto de que hay un endurecimiento de las políticas climáticas, que conducen a una caída pronunciada y sostenida en los niveles de emisión de GEI (95% hacia 2050 en comparación a 2019). Dicha reducción es motivada por un cambio en las preferencias y el comportamiento social, que se apoyan además en mejoras en la eficiencia energética y en la adopción de fuentes de energía bajas en carbono. El consumo final total de energía a nivel internacional disminuye un 30% hacia 2050.

⁸⁴ Este escenario pretende capturar la trayectoria actual del sistema energético mundial, contemplando los compromisos de descarbonización desarrollados en los últimos años. El consumo final de energía a nivel internacional aumenta en un 17% hacia 2050, como resultado centralmente del incremento de la demanda en las economías emergentes.

Finalmente, la IEA plantea tres escenarios en su World Energy Outlook 2022, uno de ellos normativo y otros dos exploratorios. El normativo es el “Escenario de cero emisiones netas a 2050”⁸⁵ (“NZE” por sus siglas en inglés), y los exploratorios son el “Escenario de Promesas Anunciadas”⁸⁶ (“APS”) y el “Escenario de políticas establecidas”⁸⁷ (“STEPS”). Para este análisis se tomarán los escenarios STEPS y APS.

En particular, las proyecciones de BP y de la IEA resultan informativas en tanto son las más actualizadas e incorporan parte del impacto de la guerra entre Rusia y Ucrania en sus consideraciones. Esto implica, principalmente: (i) una revisión a la baja en las proyecciones de crecimiento económico: el esfuerzo de los países por aislarse de los shocks internacionales negativos reduce el ritmo de la integración global y el comercio, además de que la escalada en el precio de los alimentos y la energía tiene un efecto persistente; (ii) un rol más central de la seguridad energética: las preocupaciones por la escasez de energía y la vulnerabilidad geopolítica inclina a los países a reducir su dependencia de las importaciones energéticas y consumir más energía de producción nacional, además de incentivar medidas de eficiencia; y (iii) un cambio en el mix de oferta energético: se asume una reducción en las exportaciones rusas de hidrocarburos, la cual proviene tanto de las sanciones voluntarias como del supuesto de que estas dificultan el acceso de este país a la inversión extranjera.

A2.1 Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA)

En su International Energy Outlook de 2021, la EIA proyecta para su escenario exploratorio, “Caso de Referencia”, que la demanda energética a nivel global, evaluada en términos absolutos,

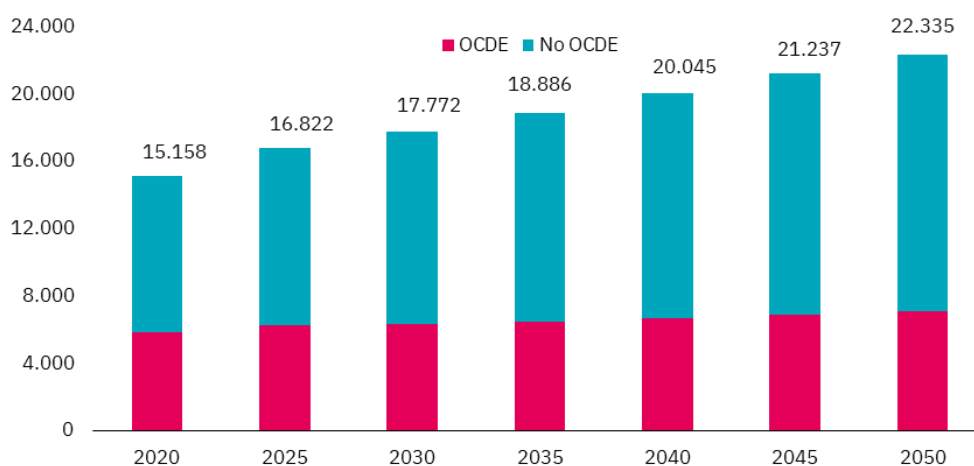
⁸⁵ El Escenario de cero emisiones netas a 2050 (NZE) es un escenario normativo, que ilustra un camino “angosto pero alcanzable” para que el sector energético global alcance el cero neto emisiones de CO₂ para 2050. Este escenario cumple con los requisitos de las Naciones Unidas relacionados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en materia energética. Este escenario asume que las emisiones no energéticas se reducirán en la misma proporción que las proyectadas para el sector energético y es consistente con limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C (con un 50% de probabilidad).

⁸⁶ El Escenario de Compromisos Anunciados (APS) es un escenario exploratorio, que toma en consideración todos los compromisos climáticos asumidos por los distintos gobiernos, incluidas las NDC, así como los objetivos de cero emisiones netas a largo plazo, y asume que serán cumplidos en su totalidad. La diferencia entre este escenario y las metas normativas en el NZE muestra la “brecha de ambición” que debe cerrarse para alcanzar los objetivos acordados en París en 2015.

⁸⁷ El Escenario de políticas establecidas (STEPS) proporciona una perspectiva más conservadora, ya que no supone el pleno cumplimiento de las metas anunciadas. En su lugar, hace una mirada más granular, sector por sector, teniendo en cuenta no sólo las políticas y medidas existentes, sino también las que se encuentran en desarrollo.

seguirá creciendo a lo largo de las próximas décadas, impulsada fundamentalmente por el crecimiento de las economías asiáticas no pertenecientes a la OCDE. En efecto, estima que el crecimiento en la demanda de energía se ubicaría en torno al 47% (+7.177 millones de TEP⁸⁸) hacia 2050, respecto a los niveles de 2020 (Gráfico A2.1.).

Gráfico A2.1. Demanda primaria de energía, 2020 – 2050
(En millones de TEP)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Caso de Referencia).

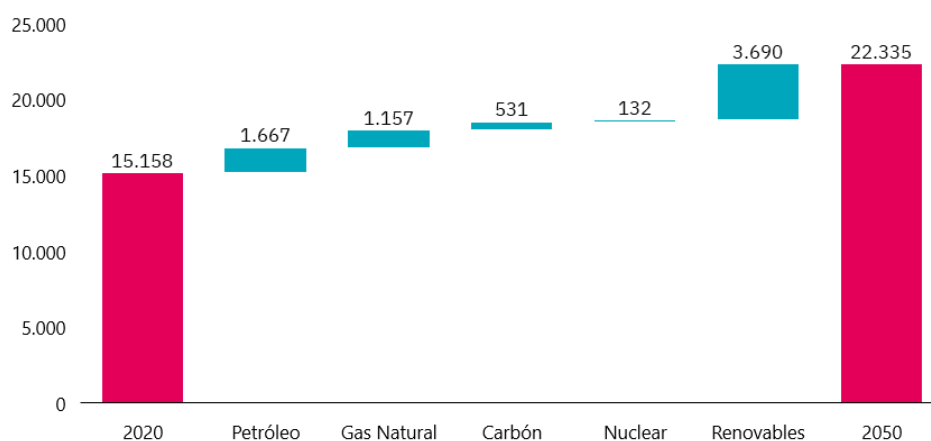
Sin embargo, dado el proceso de transición energética iniciado a nivel global, este crecimiento esperado en la demanda energética tendrá como correlato una modificación sustantiva en la composición de la oferta global. Una primera tendencia en este sentido es que las energías renovables liderarán el crecimiento de la oferta energética a 2050⁸⁹, producto de la disminución en el costo de la tecnología y de la implementación de políticas públicas que las impulsen (Gráfico A2.2). En efecto, su escenario “Caso de Referencia” proyecta que el consumo de energía renovable más que se duplicará entre 2020 y 2050, llegando a representar un 27% de la demanda primaria de energía a mediados del presente siglo (Gráfico A2.3).

⁸⁸ Toneladas equivalentes de petróleo.

⁸⁹ Sin embargo, la ampliación del margen de generación eléctrica en base a fuentes de energías renovables (solar y eólica) si bien contribuye a la diversificación de la matriz energética aún no puede ser contemplada como un sustituto directo de los combustibles fósiles: la variabilidad del recurso, el aún escaso desarrollo de los sistemas de almacenamiento y sus costos junto a la necesidad de adecuar la flexibilidad de los sistemas de despacho son factores a considerar.

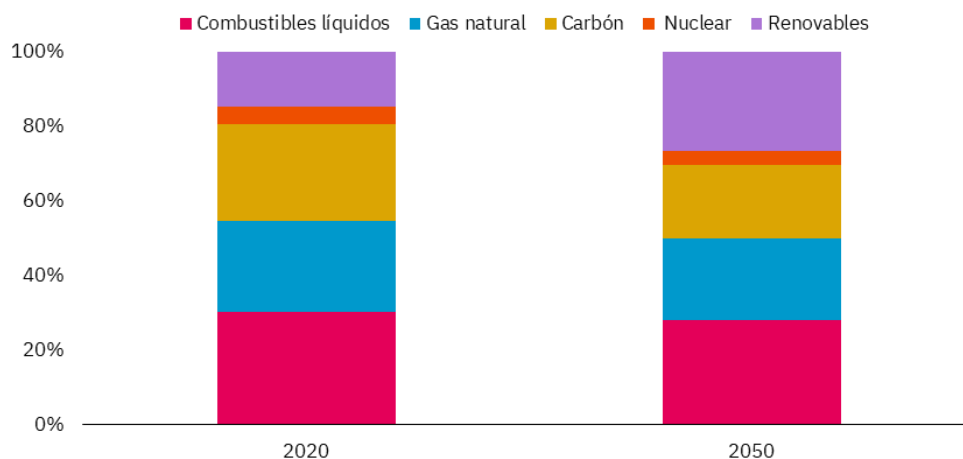
Una segunda tendencia es la que refiere a la demanda de hidrocarburos. De acuerdo a la EIA, el incremento en la participación de las energías renovables acontecerá en el marco de un aumento absoluto de la demanda en todas las fuentes, incluyendo los hidrocarburos, siendo el gas natural el combustible fósil que más incrementará su uso hacia 2050. En su escenario “Caso de Referencia”, entre 2020 y 2050 estiman un incremento en la demanda total de hidrocarburos, con un 30% aumento en la demanda de crudo, un 31% en la demanda de gas natural y de 14% en la demanda de carbón (Gráfico A2.2). De todas formas, los combustibles fósiles perderán incidencia en la demanda global de energía hacia 2050, aunque continuarán detentando el 70% de la demanda global de energía (Gráfico A2.3).

Gráfico A2.2. Incremento de la demanda primaria de energía por fuente, 2020-2050.
(En millones de TEP)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Caso de Referencia).

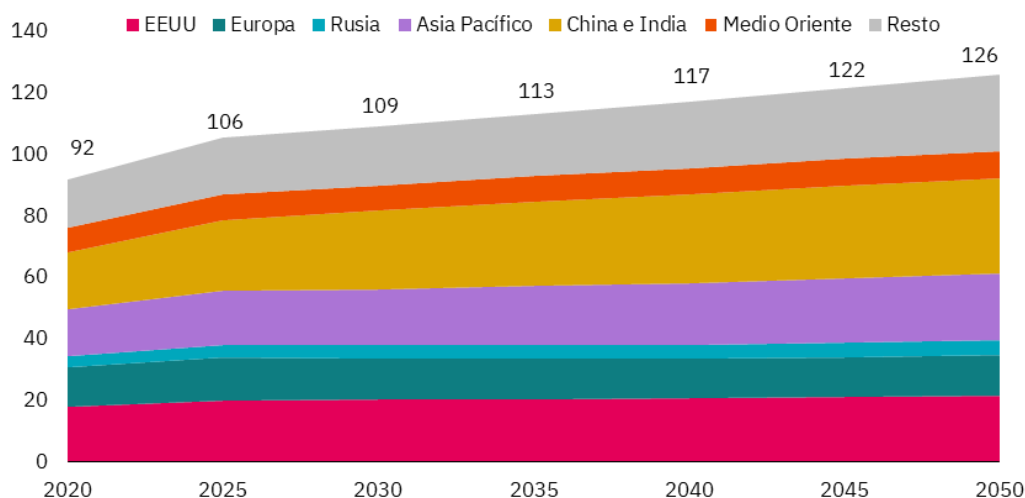
Gráfico A2.3. Fuentes de energía primaria a nivel global, 2020 y 2050.
(En porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Reference Case).

En particular, para las proyecciones sobre la demanda de petróleo a 2050, las estimaciones de la EIA de 2021 en su escenario “Caso de Referencia” indican que esta crecerá a un ritmo casi constante del 1% anual (entre 2020 y 2050). Esto es así en tanto se proyecta un crecimiento en la demanda del sector transporte —que concentra el 59% del consumo global de combustibles líquidos, y que se expandirá acompañando el crecimiento poblacional y el incremento en el transporte de pasajeros y carga— en los países en vías de desarrollo y del sector industrial, particularmente de la industria química. A nivel regional, este crecimiento estará liderado por los países por fuera de la OCDE, cuya tasa de crecimiento anual acumulativa entre 2020 y 2050 será de 1,5%, a diferencia del crecimiento de los países de la OCDE en donde la tasa sería de sólo el 0,4% (Gráfico A2.4).

Gráfico A2.4. Demanda de combustibles derivados del petróleo por país/región, 2020 y 2050.
(En millones de barriles por día)

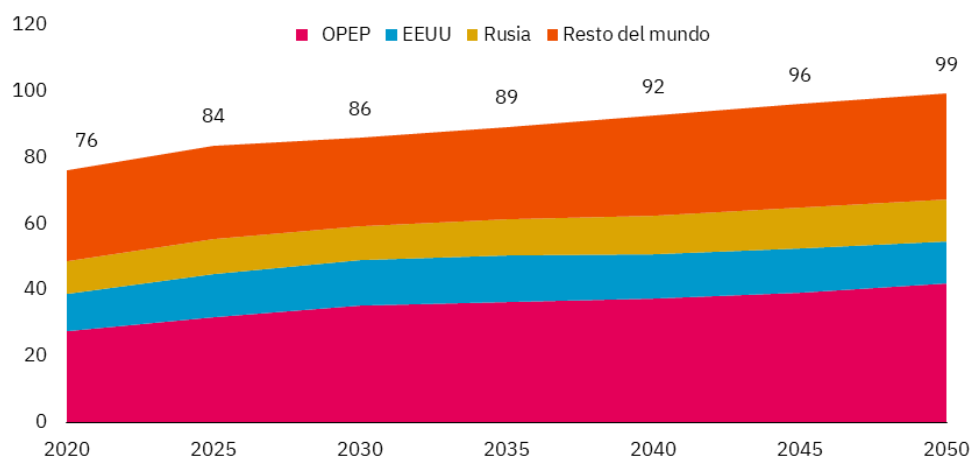


Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Caso de Referencia).

El incremento en la demanda de hidrocarburos se espera que sea abastecido principalmente 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—, y en menor medida por países por fuera de la OPEP. En particular, se espera que los países de la OPEP incrementen su participación en el abastecimiento global de crudo, del 36% en 2020 al 42% en 2050 (Gráfico A2.5). 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 que se pronostica un amesetamiento en sus niveles de producción a partir de la próxima década.

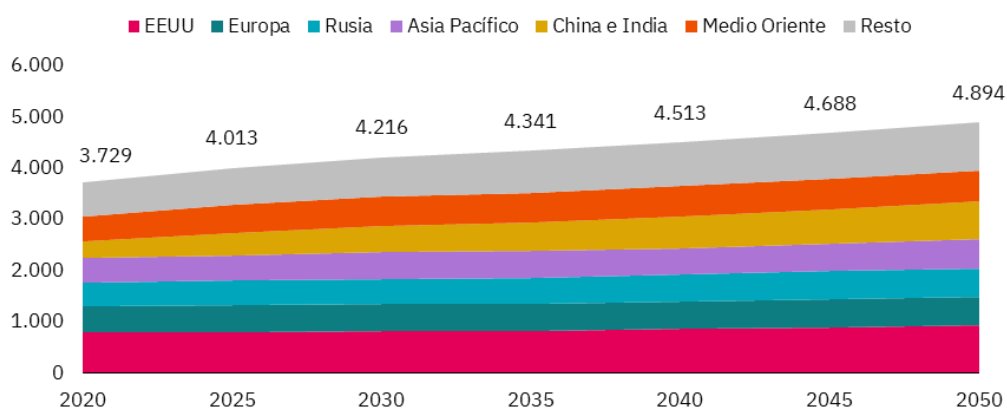
Por su parte, para las proyecciones de demanda de gas natural a 2050, la EIA en su escenario Caso de Referencia estima un crecimiento de la demanda mundial del 0,9% anual acumulativo hasta 2050, centralmente producto del aumento del consumo en la región Asia Pacífico, en particular en China y, en menor medida, India. A la vez, se espera un fuerte dinamismo de la demanda en los restantes países en vías de desarrollo (Gráfico A2.6).

Gráfico A2.5. Producción de petróleo por país/región, 2020 y 2050.
(En millones de barriles por día)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Caso de Referencia).

Gráfico A2.6. Consumo mundial de gas natural por país/región¹.
(En millones de TEP)



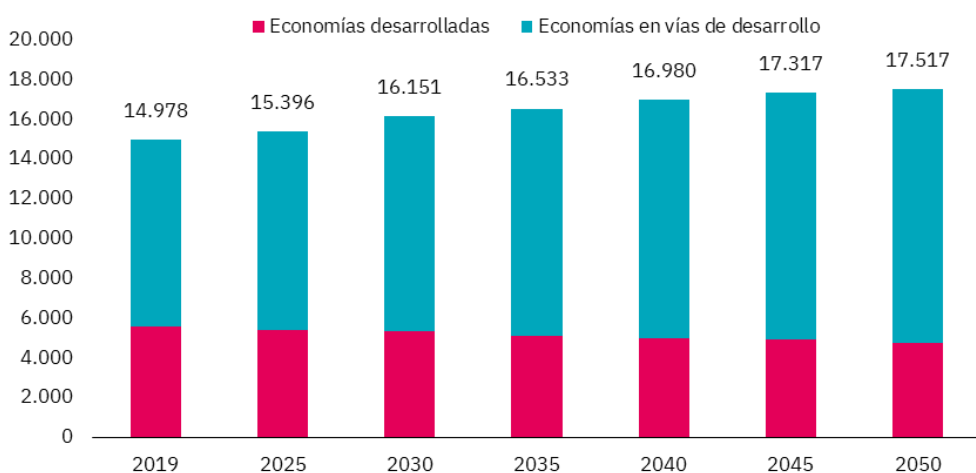
Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de EIA (Caso de Referencia).

En línea con la mayor demanda de gas natural esperada a nivel global en los próximos años, la EIA prevé una expansión de la capacidad instalada de licuefacción en torno a los 130 millones de toneladas por año (MTPA) hasta 2026, siendo Estados Unidos el país que mayor capacidad incorporaría (35 MTPA). En el caso de Medio Oriente, se destaca el proyecto de Qatar North Field East, que es el de mayor envergadura a nivel global (32 MTA). Por su parte, la capacidad de regasificación se incrementaría en 40 MTA al año 2026, siendo China el país que más capacidad incorporaría (22 MTPA). De todas formas, dado el aumento esperado en la demanda debería incorporarse capacidad de licuefacción adicional a lo largo de las próximas décadas.

A2.2 BP

En su Energy Outlook 2023, BP también estima entre 2019 y 2050 un crecimiento en la demanda absoluta de energía a nivel global, aunque menor que la estimada por EIA. En su escenario “Nuevo Momento”, proyecta un crecimiento de la demanda del 17% en 2050 respecto a 2019 (+2.539 millones de TEP) (Gráfico A2.7.). Este pronóstico implica una revisión a la baja del Energy Outlook 2022, en donde se estimaba que el incremento en la demanda de energía sería del 21% en idéntico período. Esta diferencia se explica fundamentalmente por la revisión a la baja en el crecimiento económico y considerando un aumento en las medidas de eficiencia energética que se implementarían en las próximas décadas.

Gráfico A2.7. Demanda primaria de energía, 2019 – 2050
(En millones de TEP)

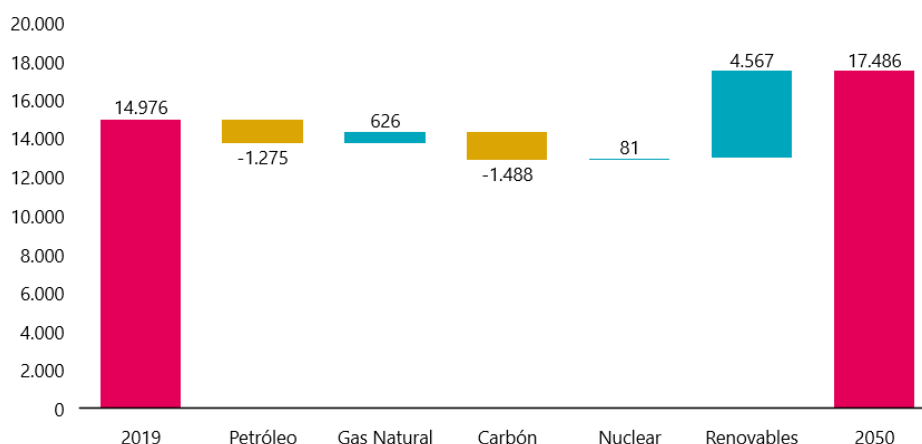


Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).

Al igual que la EIA, BP también enfatiza que el proceso de transición energética a nivel global cambiará la configuración en la oferta energética, al punto de que el consumo de energía renovable se más que duplicaría entre 2020 y 2050, y representará en 2050 un 41% de la demanda primaria de energía (Gráfico A2.8. y A2.9.).

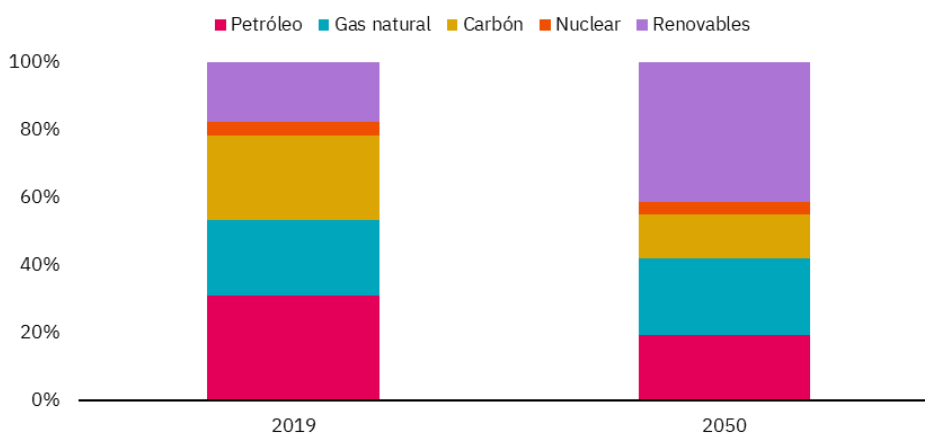
En lo que concierne a la demanda de hidrocarburos, BP proyecta entre 2019 y 2050 una disminución de 25% en la demanda del crudo, producto del avance en la electromovilidad, una disminución de 39% de la demanda de carbón y un incremento de 19% en la demanda de gas natural. Esto supone que, hacia 2050, los combustibles fósiles representarían un 55% de la demanda global de energía (Gráfico A2.9.).

Gráfico A2.8. Incremento de la demanda primaria de energía por fuente, 2020-2050.
(En millones de TEP)



Nota: las energías renovables en este gráfico incluyen la energía hidráulica, bioenergía, solar y eólica.
Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).

Gráfico A2.9. Fuentes de energía primaria a nivel global, 2019 y 2050.
(En porcentajes)

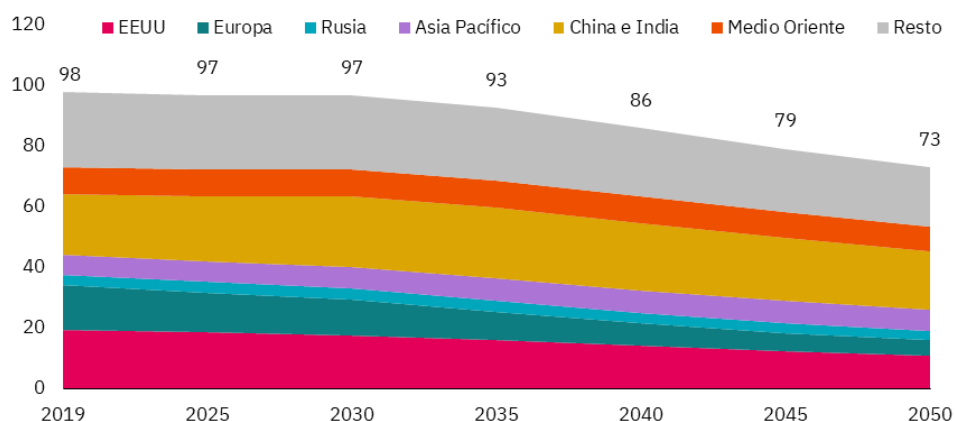


Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).
En esta línea, para las proyecciones de demanda de petróleo a 2050, las estimaciones de BP proyectan para su escenario exploratorio “Nuevo Momento” una disminución en la demanda de 0,9% anual acumulativo entre 2019 y 2050 (Gráfico A2.10). A diferencia del Energy Outlook de 2022, en donde el pico de consumo se alcanzaba hacia 2030, las proyecciones de 2023 consideran que el pico de consumo ya se alcanzó. Esta disminución en el consumo de petróleo se explica casi en su totalidad por la merma en su uso para el transporte terrestre, a medida que la flota de vehículos se vuelve más eficiente y electrificada. En términos regionales, la

disminución se explica principalmente por el menor consumo de los países desarrollados, que reducen su uso de petróleo a una tasa de 2,5% anual acumulativo entre 2019 y 2050, pero también por el de los países emergentes, que disminuyen el suyo en igual período al 0,1% anual acumulativo.

En relación a la oferta de petróleo, BP proyecta, al igual que la EIA, un rol preponderante de los países de la OPEP. Prevé que el *shale oil* de EE. UU. se recuperará hasta 2030, pero después comenzará a caer su participación en el mercado, del 19% en 2019 al 12% en 2050 y, en su lugar, aumentará gradualmente la de OPEP del 35 al 46% (Gráfico A2.11).

Gráfico A2.10. Demanda de petróleo por país/región, 2019-2050.
(En millones de barriles por día)



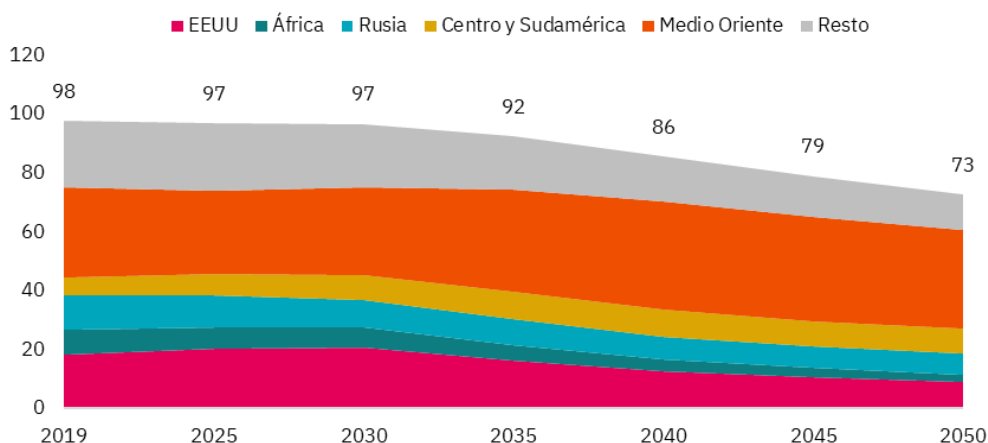
Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).

Para las proyecciones de demanda de gas natural a 2050, BP, en la misma línea que EIA, estima para su escenario “Nuevo Momento” un incremento en la demanda de 0,6% anual acumulativo entre 2019 y 2050, traccionado por la demanda de China que implementa políticas de transición de carbón a gas natural, y de India y países emergentes de Asia (Gráfico A2.12.).

No obstante, cabe mencionar que este pronóstico fue revisado a la baja en relación al Energy Outlook de 2022, en donde el crecimiento era del 0,8% anual acumulativo y se presentaba al gas natural como un combustible central en el proceso de transición energética, ya que el uso del gas natural permitiría reducir la dependencia de las economías emergentes del carbón en su proceso de industrialización. Si bien no se descarta este rol en el Energy Outlook de 2023, se enfatiza que el gas natural es el combustible que muestra mayor rango de diferencia en sus

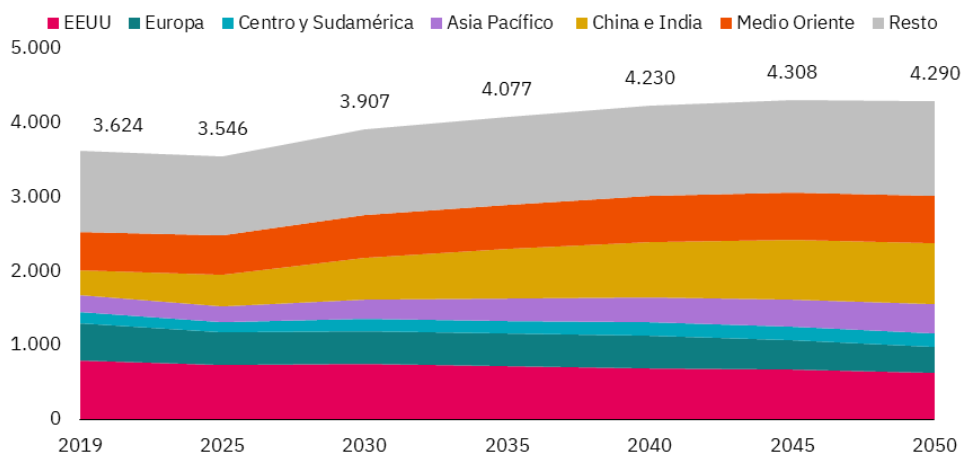
diversos escenarios, lo que da cuenta de la sensibilidad de este combustible a la velocidad de la transición energética.

Gráfico A2.11. Producción de petróleo por país/región, 2019-2050.
(En millones de barriles por día)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).

Gráfico A2.12. Consumo mundial de gas natural por país/región¹.
(En millones de TEP)



Fuente: elaboración propia en base a proyecciones de BP (Nuevo Momento).

BP concluye que las perspectivas para el gas natural dependerán del resultado de dos tendencias significativas pero opuestas: el aumento de la demanda en las economías emergentes a medida que crecen y se industrializan, y la sustitución del gas natural a energías bajas en carbono liderada por los países desarrollados. Según sus proyecciones, gran parte del aumento de la

producción de gas natural se exportará en forma de gas natural licuado (GNL), y el crecimiento del comercio de GNL se verá parcialmente compensado por la disminución de las exportaciones a través de gasoductos a medida que el patrón de la demanda se desplace hacia regiones con menor acceso a esta infraestructura. La oferta estará protagonizada mayoritariamente por Medio Oriente y EE.UU., y el rol de Rusia estará atravesado por el efecto de la guerra. En particular, en el escenario Nuevo Momento se estima que hasta 2030 las exportaciones rusas estarán limitadas por las continuas restricciones occidentales a la tecnología y al financiamiento. Estas restricciones, no obstante, se asume que se reducirán luego de 2030, lo que duplica las exportaciones de GNL de Rusia hacia 2050.

A2.3 Agencia Internacional de Energía (IEA)

Finalmente, en su World Energy Outlook 2022, la IEA también estima un crecimiento en la demanda de energía en términos absolutos: del 10,5% entre 2021 y 2030 para el escenario STEPS y de 2,7% en el escenario APS. El escenario STEPS, de “políticas establecidas”, considera las proyecciones sector por sector de acuerdo con las tendencias en curso, mientras que el escenario APS, de “compromisos anunciados”, asume que todos los objetivos aspiracionales anunciados por los gobiernos se cumplen a tiempo y en su totalidad. En el escenario STEPS, la demanda continúa incrementándose luego de 2030 y en el APS se estabiliza producto de los compromisos de carbono neutralidad y medidas de eficiencia energética. Estos pronósticos fueron revisados a la baja en relación al World Energy Outlook 2021 —que proyectaba un crecimiento de 14% y 10% para los escenarios STEPS y APS respectivamente hacia 2030— producto de una revisión a la baja en las proyecciones de crecimiento económico.

En espejo a la EIA y BP, IEA puntualiza que, a pesar de este incremento en la demanda energética global, el proceso de transición energética supone una modificación sustantiva en la composición de la oferta: para sus escenarios STEPS y APS proyectan que en 2050 el porcentaje de energías renovables en la matriz energética global será de 29% y 50% respectivamente.

Por su parte, en lo que respecta a la demanda de hidrocarburos, en su escenario STEPS la IEA estima entre 2021 y 2050 un incremento en la demanda de petróleo (+8%) y de gas natural (3,8%). A la vez, que estima una disminución en el consumo de carbón del 32,2%. En su escenario APS, entre 2021 y 2050 hay una disminución en la demanda de todos los hidrocarburos: 39,5% del petróleo, 36,8% del gas natural y 71,4% del carbón. No obstante esto, la IEA prevé una

persistencia de los hidrocarburos en la matriz energética global, del 62% para el escenario STEPS y del 39% para el escenario APS en 2050. Cabe señalar que estas proyecciones fueron revisadas en relación a las realizadas en el año 2021, producto de la invasión de Rusia a Ucrania, que se prevé que acelerará la transición hacia las energías renovables e incrementará las inversiones en eficiencia energética hacia 2050 como estrategia frente al aumento en los precios de la energía.

En lo que hace a la demanda de petróleo, la IEA proyecta para sus dos escenarios prospectivos tendencias divergentes hacia 2050. En el escenario STEPS la demanda de petróleo se incrementa en un 0,9% anual entre 2021 y 2030, alcanza su pico a mediados de la década de 2030 y a partir de ese momento comienza un muy leve declino hasta 2050. Esta trayectoria se explica por un crecimiento en el uso del petróleo para aviación, transporte marítimo, como insumo para la industria química y como combustible para el transporte terrestre. Sin embargo, desde mediados de la década del 2030 esta tendencia se ve más que compensada por la disminución en su uso para el transporte terrestre y la generación de energía eléctrica.

En el escenario APS, en cambio, la acción política de los gobiernos conduce a la demanda mundial de petróleo a alcanzar su pico a mediados de la presente década y comenzar luego un descenso hasta un nivel de 93 Mbbl/d en 2030. A partir de ese año, continúa la disminución en el consumo a una tasa anual acumulativa del 2,4% hasta 2050, principalmente debido a la disminución en el consumo para transporte terrestre. En cambio, el uso del petróleo como insumo para la industria petroquímica aumenta en 0,9 Mbbl/d entre 2021 y 2050, uno de los pocos rubros en donde la demanda aumenta bajo este escenario.

En relación a la oferta, en el escenario STEPS al incorporarse el impacto de la invasión de Rusia a Ucrania, se supone que la producción de Rusia en el corto plazo se reduce en 2 Mbbl/d por las sanciones europeas y estadounidenses, y que a largo plazo se mantiene muy por debajo de las proyecciones previas. Los mayores aumentos en la producción hasta 2030 provienen de Estados Unidos, los miembros de Medio Oriente de la OPEP, Guyana y Brasil. La participación de la OPEP en la oferta crece del 35% en 2021 al 43% en 2050. En el escenario APS, la disminución en la demanda conduce a caídas en la producción en casi todos los países productores.

Por último, en relación a la demanda de gas natural a 2050, la IEA proyecta para sus dos escenarios prospectivos tendencias divergentes. En el escenario STEPS, la demanda de gas natural aumenta a una tasa promedio del 0,4% anual entre 2021 y 2030, muy por debajo del

crecimiento promedio del 2,2% observado entre 2010 y 2021. Se alcanza un nivel de 4400 bcm en 2030 y se mantiene hasta 2050. Esta proyección implica una revisión a la baja en relación a lo estimado previamente, dado que la restricción en la oferta mundial y el incremento en los precios de este producto reduce el crecimiento futuro de la demanda de gas natural en los países emergentes de Asia y acelera los esfuerzos europeos para transitar a energías renovables.

En su otro escenario exploratorio (APS), la IEA proyecta que la demanda de gas natural alcanza su pico a mediados de la década de 2020 y hacia 2030 es un 10% menor que en 2021. Si bien existe un incremento en la demanda de las economías emergentes entre 2021 y 2030, esta se ve más que compensada por las reducciones en la demanda de las economías avanzadas, donde el gas natural es reemplazado por energías renovables e incrementos en la eficiencia. Hacia el 2050, en este escenario la demanda global de gas natural se ubicaría un 40% por debajo de la del 2021.

A2.4 Tendencias hacia 2050

En síntesis, el primer punto de coincidencia entre los diversos escenarios prospectivos proyectados por las agencias internacionales y analizados en las secciones precedentes, es que la demanda energética a nivel global seguirá creciendo a lo largo de las próximas décadas, impulsada fundamentalmente por el crecimiento de las economías asiáticas, en particular de China e India. No obstante, dado el proceso de transición energética iniciado a nivel global, habrá una modificación sustantiva en la composición de la oferta global. Por un lado, las energías renovables liderarán el crecimiento de la oferta energética a 2050, producto de la disminución en el costo de la tecnología y de la implementación de políticas públicas que las impulsen.

Por otro lado, en lo que refiere a la demanda de hidrocarburos, hay una cierta divergencia en función de la fuente: mientras la EIA proyecta un incremento absoluto la demanda de todos los combustibles fósiles, BP estima una disminución en la demanda de crudo y de carbón, y un incremento en la demanda de gas natural. La IEA, por su parte, si bien en ambos escenarios prospectivos proyecta una disminución significativa en el consumo de carbón, difiere en sus estimaciones para la demanda de petróleo y gas natural. Mientras en el escenario STEPS prevé un incremento en la demanda de petróleo (+8%) y de gas natural (+3,8%), en el escenario APS proyecta una significativa disminución en la demanda de ambos: 39,5% en el caso del petróleo y 36,8% del gas natural.

Independientemente de las diferencias, excepto en el escenario de cumplimiento de todas las promesas en el marco del Acuerdo de París de la IEA, todas las agencias coinciden en que los combustibles fósiles no representarán menos de un 60% de la demanda global hacia 2050 (70% según EIA, 55% según BP, 62% según la IEA en el escenario STEPS).

En particular, las proyecciones de la EIA y BP posicionan al gas natural como el hidrocarburo de mayor persistencia en las próximas décadas, lo que se asocia a su rol como combustible de transición. Esto es así en tanto se considera que en la medida de que no haya avances significativos en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía, el gas natural seguirá siendo la alternativa con menor nivel de emisión, más competitiva y que otorga mayor seguridad de suministro al sistema energético global. BP no obstante, en sus nuevas proyecciones enfatiza que este rol estará condicionado por la velocidad que adopte la transición. La IEA, en la misma línea, sostiene que las preocupaciones sobre el costo futuro y disponibilidad del gas natural han puesto en duda su rol como combustible de transición.

No obstante las divergencias, en el corto y mediano plazo la guerra en Ucrania supone la necesidad por parte de la Comunidad Económica Europea (CEE) de independizarse del abastecimiento de gas natural desde la Federación Rusa⁹⁰, y con este objetivo puso en marcha un ambicioso programa tendiente a disminuir progresivamente las compras de gas natural provenientes de Rusia y eliminarlas totalmente a partir de 2027. Este objetivo se alcanzaría a través de un incremento en las importaciones de GNL y mediante una mayor utilización de otras fuentes de energía.

Esta expansión en la demanda global de GNL implicará, además del sostenimiento de elevados precios para el gas natural en el mercado internacional durante los próximos años, una brecha global entre oferta y demanda de GNL que probablemente incentive nuevas inversiones en proyectos de explotación de gas natural y en el desarrollo de plantas de licuefacción.

En suma, si bien existe una confluencia en los pronósticos exploratorios de las diferentes agencias respecto a la persistencia de una participación considerable de los combustibles fósiles en la matriz energética global hacia 2050 —con especial protagonismo del gas natural—, la ventana de oportunidad para el desarrollo hidrocarburífero se acorta.

⁹⁰ Las importaciones de gas natural de la CEE provenientes de Rusia alcanzaron los 458 MMm³/d en 2021 y explican el 34% del total del gas natural consumido, así como el 45% de las importaciones realizadas por gasoductos.

Es relevante señalar, que la elevada dependencia del sector industrial a los combustibles fósiles y el impacto económico de las estrategias de descarbonización sobre dichas estructuras productivas, especialmente de los países en desarrollo, torna complejo un cambio brusco en las tendencias de la demanda de productos hidrocarburíferos en el corto y mediano plazo. No obstante, el conflicto en Ucrania supone un nuevo incentivo al aceleramiento en la descarbonización de la matriz energética global, cuyos impactos probablemente determinarán una menor demanda de gas natural en el largo plazo. Esto acorta aún más la ventana de oportunidad que tiene Argentina para desarrollar plenamente los recursos de Vaca Muerta e incorporarse en el mediano plazo al mercado internacional de GNL.

Bibliografía

- Al-Fattah, Saud (2013). The Role of National and International Oil Companies in the Petroleum Industry. USAEE Working Paper No. 13-137. Disponible en <http://ssrn.com/abstract=2299878>
- Baker & McKenzie (2018). Latin America Oil & Gas Handbook - 2018. Baker & McKenzie. Disponible en <https://emi.bakermckenzie.com/-/media/emi-handbooks/files/latin-america-handbooks/2018-latin-america-oil-gas-handbookf1.pdf?la=en>
- Banco Mundial (2016). Local Content in Oil, Gas, and Mining. Banco Mundial. Disponible en <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/brief/local-content-in-oil-gas-and-mining>
- Dreizen, Piaggio y Gosis (2022). Estudio de Impacto Económico del Desarrollo Hidrocarburífero Costa Afuera en Argentina. Ecolatina.
- Eller, Stacey; Hartley, Peter y Medlock, K Kenneth. (2007) Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies. The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University. Rice University, Texas.
- EY (2018). The (Inter) National Oil Company. Recipes for success. EY. Disponible en https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_gl/topics/oil-and-gas/ey-the-inter-national-oil-company-recipes-for-success.pdf
- Gadano, Nicolás (1998): "Determinantes de la inversión en el sector petrolero y gas de la Argentina". Serie Reformas Económicas, Proyecto "Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa", CEPAL.
- Gadano, Nicolás (2007): Historia del Petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón. Buenos Aires, Editorial Edhasa.
- Green, Jonathan (2007) The rise of National Oil Companies (NOCs) and their challenge to international oil and gas companies. IPLOCA Annual Convention, Sydney, Australia, October 1-5, 2007
- Hunter, Tina. (2015). Regulation of the Upstream Petroleum Sector. A Comparative Study of Licensing and Concession Systems. Edward Elgar, Reino Unido.
- IEA (2020). World Energy Investment 2020. International Energy Agency (IEA). Disponible en <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>
- IEEFA (2020a). IEEFA report: Pandemic, price collapse may be final straw that sends Argentina's ailing "Dead Cow" to slaughter. Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA). Disponible en <https://ieefa.org/ieefa-report-pandemic-price-collapse-may-be-final-straw-that-sends-argentinas-ailing-dead-cow-to-slaughter/>
- IEEFA (2020b). Vaca Muerta Update: Faltering Development Plans for Argentina's Shale Reserves Will Accelerate Without Foreign Investment. Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA). Disponible en https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/06/Vaca-Muerta-Update_June-2020.pdf
- INDEC (2001). Matriz insumo producto argentina 1997. Technical report, Ministerio de Economía, Secretaría de Política Económica, Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- Jaffe, Amy Myers y Soligo, Ronald (2007). "The International Oil Companies." The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University. Rice University, Texas.
- Kozulj, Roberto (2002): "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles". División de recursos naturales e infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile.

- Kozulj, Roberto (2008): “Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur”. División de recursos naturales e infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile.
- Kozulj, Roberto (2015): “El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos” Universidad Nacional de Río Negro
- Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor (1993): La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos. Buenos Aires, Centro Editor de América Latina.
- Mushemeza, E. D., Okiira J. (2017). Oil and Gas Local Content Development Strategy: The Keys to Success. ACODE Policy Briefing Paper Series No. 38, 2017, Kampala.
- Michelena, G (2022). La construcción de un modelo de Matriz de Contabilidad Social a partir del Cuadro de Oferta y Utilización 2018. CEP XXI. Ministerio de Desarrollo Productivo.
- Olawuyi, Damilola (2020). Local Content and Sustainable Development in Global Energy Markets. Cambridge University Press, Inglaterra.
- Ramady M.A. (2018) From NOCs to Privatized Oil Companies: A Comparative Country Experience. In: Saudi Aramco 2030. Springer.
- Ryggvik, H. (2010). The Norwegian Oil Experience. University of Oslo, Centre for Technology Innovation and Culture. Oslo, Noruega.
- Sampson, Anthony (1975) The Seven Sisters: The Great Oil Companies and the World They Shaped. Viking Press, New York
- Schuschny, A. (2005). Tópicos sobre el modelo de insumo-producto: teoría y aplicaciones. Documentos de trabajo, CEPAL.
- Tordo, S., Warner, M., Manzano, O. and Anouti, Y. (2013). Local Content Policies in the Oil and Gas Sector. World Bank, Washington.
- Tordo, Silvana (2011). National oil companies and value creation. World Bank working paper N° 218. Banco Mundial.