

INFORME

GRUPO DE TRABAJO BILATERAL MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO



BRASIL

ARGENTINA

**DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA,
INTERCONEXIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL
DE LA REPÚBLICA ARGENTINA HACIA LA REPÚBLICA
FEDERATIVA DE BRASIL**



Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto
República Argentina

Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

MINISTERIO DE
RELACIONES
EXTERIORES

MINISTERIO DE
MINAS Y ENERGÍA

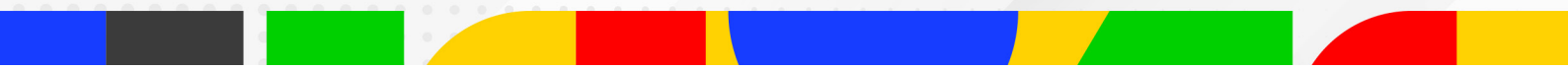




ÍNDICE

ESPAÑOL

1. Introducción:	5
1.1. Memorando de Entendimiento	5
1.2. Reuniones del Comité Técnico y del Grupo de Trabajo Bilateral	6
2. Contexto y perspectivas de la Argentina	10
3. Contexto y Perspectivas de Brasil	14
3.1. Suministro de gas natural en Brasil	14
3.2. Demanda de gas natural en Brasil	15
3.3. Previsión de oferta futura de gas natural en Brasil	17
3.4. Oportunidades para la demanda de gas natural en Brasil	19
3.5. Medidas para reducción del precio del gas natural en Brasil	22
4. Infraestructuras	25
4.1. Argentina	25
4.2. Brasil	28
4.2.1. Vías de importación	29
4.2.2. Posibilidad de adaptaciones de la infraestructura brasileña para la importación de gas desde Argentina	30
4.3. Bolivia	36
4.4. Paraguay	36
4.5. Uruguay	38
4.6. Chile	38
5. Evaluación de las alternativas de interconexión	42
5.1. Argentina – Bolivia – Brasil	42
5.2. Argentina – Paraguay – Brasil	42
5.3. Argentina – Uruguay – Brasil	43
5.4. Argentina – Brasil	43



6. Cuestiones regulatorias y comerciales	46
6.1. Cuestiones planteadas en las reuniones del Comité Técnico con los agentes del sector	46
6.2. Regímenes regulatorios para el transporte de gas natural en la República Argentina	47
6.3. Tarifa de transporte en Brasil	49
6.4. Tarifa para exportación en Argentina y tributos para importación en Brasil	50
6.5. Contratos de largo plazo	51
6.6. Interoperabilidad del transporte entre los países	51
7. Conclusiones y próximos pasos	54

INTRODUCCIÓN



1. INTRODUCCIÓN:

En un contexto de transición energética, el gas natural se destaca por ser el combustible fósil con menor impacto ambiental de todos los utilizados, tanto en la fase de extracción, procesamiento y transporte, principalmente de yacimientos terrestres, como en la fase de utilización. Por eso, se trata de una energía esencial para esa transición y para contribuir con la protección al medio ambiente. Argentina posee vastos recursos, específicamente de fuentes no convencionales, y está posicionada como un actor fundamental en el suministro de gas más allá de las fronteras domésticas, con implicaciones para la cooperación e integración regional, así como para los mercados globales de energía. Brasil, por su parte, está desarrollando su mercado de gas natural, con alto potencial de expansión del consumo en los próximos años, destacando la demanda reprimida que puede ser atendida inmediatamente si los precios fueran competitivos.

La coyuntura actual está marcada por cambios significativos en el escenario energético global y regional; la relación entre la Argentina y Brasil asume una nueva dimensión con el potencial de una mayor integración en el sector energético, impulsando el intercambio de electricidad y, especialmente, de gas natural. Ese cambio estratégico es relevante en un momento en que Brasil evalúa opciones eficientes y competitivas para complementar sus fuentes tradicionales de suministro de energía. En ese sentido, es imperativo explorar las perspectivas y desafíos de esa integración de gas entre los dos países y evaluar las opciones de transporte de energía disponible y a ser desarrolladas, los posibles aumentos en las demandas internas de los países de la región y los principales proyectos de infraestructura que podrían catalizar esa colaboración energética.

1.1. MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO

El 18 de noviembre de 2024, el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa de Brasil, representado por el Ministro de Minas y Energía, Sr. Alexandre SILVEIRA, y el Ministerio de Economía de la República Argentina, representado por el Ministro de Economía, Sr. Luis Andrés CAPUTO, firmaron un Memorando de Entendimiento (MdE) por medio del cual constituyeron un Grupo de Trabajo Bilateral (GTB) para evaluar propuestas que fomenten y promuevan la integración energética y en particular la exportación de gas natural de los depósitos de hidrocarburos de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén, Argentina, para el mercado brasileño. En ese sentido, los objetivos establecidos para el Grupo de Trabajo fueron:

- evaluar y proponer la infraestructura existente y necesaria entre los dos países para hacer viable el transporte de gas natural de los campos de Vaca Muerta, provincia de Neuquén (Arg) y otras cuencas productivas argentinas (así como validar los estudios existentes);
- considerar posibles alternativas, incluido el sistema de transporte a través de infraestructuras ya existente en los países vecinos, siempre con vista a la optimización, fiabilidad y reducción de los costos operacionales de los sistemas de gas natural;



- estudiar las reglas y procedimientos que rigen los mecanismos que permiten el intercambio y el suministro regular y sustentado de gas natural entre los dos países; y
- determinar las mejores prácticas en el uso de recursos naturales.

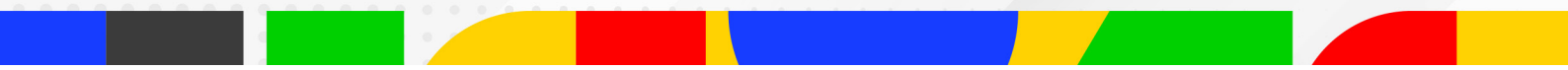
En el anexo del MdE fueron indicados los puntos de interconexión a ser analizados, siendo los siguientes:

- Argentina/Bolivia/Brasil: Interconexión a partir del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) con el sistema de gasoductos de YPF en Bolivia y, seguidamente, con el gasoducto Gasbol en Brasil;
- Argentina/Brasil: A partir del gasoducto del MERCOSUR, en Paso de Los Libres, Corrientes, en Argentina, con el gasoducto de la Transportadora Sulbrasileira de Gas (TSB), en Uruguayana, Rio Grande do Sul, en Brasil; también se sugirió la posibilidad de un gasoducto dedicado a la exportación entre Vaca Muerta y Porto Alegre, si hubiere una demanda mayor para justificarlo;
- Argentina/Paraguay/Brasil: Posible proyecto de un gasoducto de interconexión entre el gasoducto GNEA del Noroeste Argentino y el gasoducto Gasbol, a través del territorio paraguayo, que también atendería la eventual demanda de gas natural del Paraguay;
- Argentina/Uruguay/Brasil: Interconexión a partir del gasoducto Cruz del Sur (GCDS), que abastece la parte sur del Uruguay, y el gasoducto del Litoral, que abastece la ciudad de Paysandú, con un nuevo gasoducto a ser construido entre Uruguay y Brasil;
- Cualquier otro punto de interconexión de común acuerdo entre las partes.

El MdE también prevé la presentación de un informe completo sobre los asuntos tratados por el GTB, en el plazo de 180 días posteriores a la entrada en vigor del Memorando.

1.2. REUNIONES DEL COMITÉ TÉCNICO Y DEL GRUPO DE TRABAJO BILATERAL

En la 1ª Reunión del Grupo de Trabajo Bilateral (en adelante "GTB"), realizada el 13 de febrero de 2025, fue constituido el Comité Técnico de los dos países, que se reuniría semanalmente y donde equipos técnicos del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de Argentina tratarían las cuestiones relacionadas a la integración del gas entre los dos países. Por su parte, fue acordado que mensualmente sería realizada una Reunión del GTB, con el objetivo de recapitular todo lo que fue discutido durante las reuniones del Comité Técnico del mes pasado, con la presencia de los líderes técnicos de los dos países.





A continuación, la lista de las Reuniones del Comité técnico y del GTB que se llevaron a cabo:

Comité técnico:

- Primera Reunión del Comité Técnico (20 de febrero de 2025).
- Segunda Reunión del Comité Técnico (27 de febrero de 2025).
- Tercera Reunión del Comité Técnico (6 de marzo de 2025).
- Cuarta Reunión del Comité Técnico del GTB (20 de marzo de 2025).
- Quinta Reunión del Comité Técnico del GTB (27 de marzo de 2025).
- Sexta Reunión del Comité Técnico del GTB (3 de abril de 2025).
- Séptima Reunión del Comité Técnico del GTB (10 de abril de 2025).
- Octava Reunión del Comité Técnico del GTB (24 de abril de 2025).
- Novena Reunión del Comité Técnico del GTB (8 de mayo de 2025).
- Décima Reunión del Comité Técnico del GTB (15 de mayo de 2025).

GTB:

- Segunda Reunión del GTB (13 de marzo de 2025).
- Tercera Reunión del GTB (10 de abril de 2025).
- Cuarta Reunión del GTB (15 de mayo de 2025).
- Quinta Reunión del GTB (25 de noviembre de 2025).

El esquema de análisis que se propuso seguir en el calendario de reuniones a realizar por el Comité se basó en los siguientes tres aspectos:

1. Cuestión técnica: Este punto incluye todos los flujos físicos de gas natural, los proyectos y oportunidades, junto con las fortalezas y debilidades de cada alternativa, siguiendo las directrices provistas en el anexo del MdE.
2. Cuestión regulatoria/legal: Este punto incluye todos los reglamentos que impactan o deben considerarse en los proyectos identificados, incluida la necesidad de coordinación de los sistemas regulatorios de los países involucrados.
3. Cuestión comercial: Este punto incluye todas las cuestiones tarifarias, contractuales y aduaneras que definen o impactan el valor final del gas exportado, puesto en el punto de transferencia/entrega/consumo.



Así, algunas reuniones del Comité Técnico se destinaron a invitar a representantes de los gobiernos de los demás países involucrados y agentes del sector de gas natural, para obtener mayor información sobre propuestas y expectativas de integración gasífera regional, abordando los aspectos antes mencionados.

Con los representantes de los gobiernos de los países vecinos fueron realizadas las siguientes reuniones:

- Reunión con representantes de Bolivia (20 de marzo de 2025).
- Reunión con representantes de Paraguay (27 de marzo de 2025).
- Reunión con representantes de Uruguay (3 de abril de 2025).
- Reunión con representantes de Chile (15 de mayo de 2025).

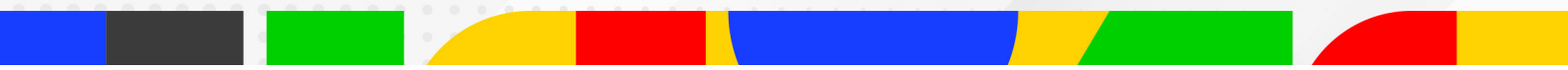
Con agentes del sector de gas natural de los países involucrados fueron realizadas las siguientes reuniones:

- Reunión con transportadores de gas natural de Argentina (20 y 27 de marzo, y 3 de abril de 2025).
- Reunión con transportadores de gas natural de Brasil (10 de abril de 2025).
- Reunión con productores de gas natural de Argentina (24 de abril de 2025).
- Reunión con comercializadores de gas natural de Brasil que importaron gas desde Argentina (8 de mayo de 2025).

Es oportuno comentar que, el 22 de mayo de 2025, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil realizó, en Brasilia/DF, el seminario "Desafíos y Soluciones para la Integración Gasífera Regional", con participación de representantes de los gobiernos argentino, brasileño, boliviano y paraguayo, además de representantes de empresas productoras, transportadoras y comercializadoras de la región, así como de consumidores y distribuidoras de gas brasileños.

Se realizó un resumen de las consideraciones recibidas de esos agentes a lo largo de las interacciones en el Comité Técnico en la sección "Cuestiones Planteadas en las Reuniones del Comité Técnico con los Agentes del sector".

Este informe consta de cinco secciones, además de esta introducción. En las dos secciones siguientes, se presentará el contexto y las perspectivas de la Argentina y Brasil. Posteriormente, será presentada una sección sobre infraestructura considerando las cuestiones técnicas, regulatorias/legales y comerciales discutidas. Por último, las conclusiones.



CONTEXTOS Y PERSPECTIVAS DE ARGENTINA



2. CONTEXTO Y PERSPECTIVAS DE LA ARGENTINA

La República Argentina posee cuatro cuencas de producción de hidrocarburos que contribuyen para el sistema de transporte y distribución de gas natural: Neuquén, Austral, Noroeste y San Jorge, que alcanzaron una producción total de 50.729 millones (MM) m³ de gas natural en 2024 (aproximadamente 134 millones de m³/día), siendo la cuenca de Neuquén la más importante.

La producción de gas natural alcanzó 50.729 MMm³ en 2024, superando en 2,8% la de 2019, cuando fueron alcanzados los 49.351 MMm³.

El mayor crecimiento se registró en la cuenca de Neuquén con 19,4% en el mismo período, pasando de 30.736 MMm³ a 36.694 MMm³.

La Tabla 1 muestra la composición del mercado interno y externo de la Argentina; mientras que la Tabla 2 muestra la composición del consumo interno. Ocasionalmente, Argentina importa gas natural licuado (GNL) debido a problemas logísticos y estacionales.

Tabla 1: Composición del mercado argentino, en millones de m³

Año	Producción de Gas Natural	Importaciones	Consumo Total	Exportaciones
2018	47021	271	45084	146
2019	49351	356	43157	263
2020	45101	7278	40871	1360
2021	45306	8266	42717	876
2022	48489	6187	41115	1935
2023	48125	4962	40780	1625
2024	50729	2882	41167	1590

Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC Tabla 1: Composición del mercado argentino, en millones de m³

Tabla 2: Composición del consumo interno de la Argentina, en millones de m³

Año	Producción de Gas Natural	Consumo Total	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	Subdistribuidoras	GNC
2018	47021	45084	9569	1528	431	13193	17187	1045	2400
2019	49351	43157	9194	1458	443	13315	15287	981	2480
2020	45101	40871	9644	1082	315	12673	14440	850	1868
2021	45306	42717	9719	1159	409	12118	16149	819	2345
2022	48489	41115	10432	1230	462	123114	13407	898	2376
2023	48125	40780	9774	1416	479	12854	13116	898	2244
2024	50729	41167	10081	1352	459	12474	13816	905	2079

Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC Tabla 1: Composición del mercado argentino, en millones de m³

Los hidrocarburos no convencionales provienen principalmente de la Cuenca Neuquina, con una participación menor de la Cuenca Austral, que aporta parte de la producción de formaciones de arenas compactas (tight sand). El resto de las cuencas producen únicamente hidrocarburos convencionales. En este sentido, la producción de gas de esquisto viene aumentando, mientras que la producción

convencional y la correspondiente a arenas compactas muestra una tendencia descendente. En consecuencia, al observar la evolución conjunta de reservas y recursos, el crecimiento se concentra exclusivamente en la Cuenca Neuquina y su principal contribución proviene del gas de esquisto de la formación Vaca Muerta.

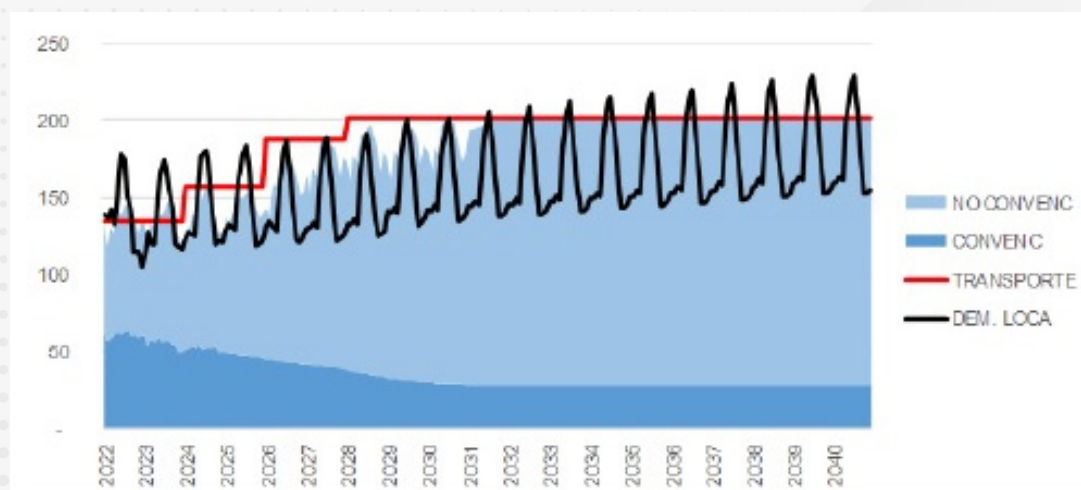
La disponibilidad de recursos gasíferos de largo plazo (horizonte 2050), a diciembre de 2023, asciende a 243,15 TCF (equivalentes a 6.947.143 MMm³), de acuerdo con la Declaración de Disponibilidad de Recursos de Gas al 31 de diciembre de 2023, disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-157-2025-411858/texto>, aprobada por la Resolución 157/2025 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de Argentina.

En particular, el yacimiento no convencional de Vaca Muerta, uno de los más importantes de su tipo a nivel mundial, modificó la lógica de producción y exportación de gas natural en la Argentina. Dada la magnitud de los recursos disponibles y el carácter industrializado de su desarrollo, la seguridad energética deja de depender principalmente de las reservas remanentes (como ocurre en los reservorios convencionales) y pasa a centrarse en la capacidad de extraer esos recursos de manera

económicamente viable. Para ello, la escala de producción resulta determinante. Esto implica que varias de las restricciones que históricamente condicionaron las exportaciones de gas convencional pierden relevancia y que el incremento de las exportaciones —tanto por gasoducto como en forma de GNL— se considera altamente beneficioso para el país.

La Figura 1 presenta la proyección de producción y demanda de gas natural en la Argentina hasta 2040.

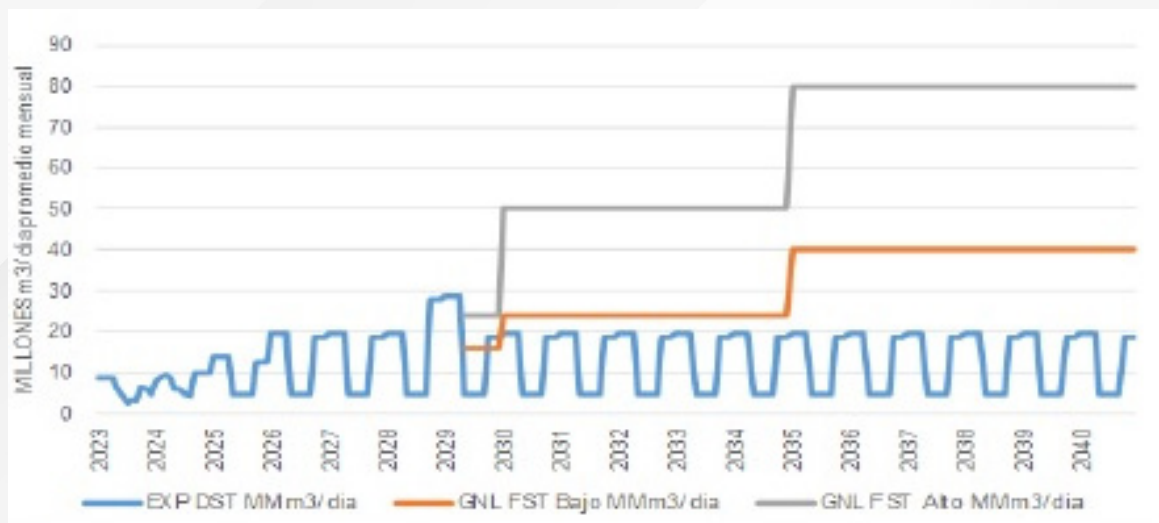
Figura 1: Producción de gas natural y proyección de demanda (MMm³/día)



Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

La proyección de las exportaciones de gas natural se presenta en la Figura 2, considerando un Escenario de Exportación dentro del Sistema de Transporte (DST) y dos Escenarios de Exportación fuera del Sistema de Transporte (FST): uno de alta inversión y otro de baja inversión.

Figura 2: Proyección de exportación de gas natural



Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

La Declaración de Disponibilidad de Recursos de Gas al 31 de diciembre de 2023 concluye que los recursos disponibles en la Argentina permitirían abastecer el consumo interno y sostener las exportaciones durante 63 años, conforme se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Cuadro resumen de los escenarios considerados

	Exportaciones anuales* (MMm³)	Recursos Disponibles (MMm³)	Años	Observaciones
Escenario 1	42,757	6,947,143	162	*valores de 2024
Escenario 2	102,200	6,947,143	68	*proporciones de baja inversion
Escenario 3	109,500	6,947,143	63	*proyecciones de alta inversion

Fuente: RESOL-2025-157-APN-SE#MEC

Además, debe señalarse que, debido a las características geológicas de la formación Vaca Muerta, existen bloques en etapas de producción, exploración y licitación con gas rico (gas natural acompañado de hidrocarburos pesados, como etano, propano, butano y fracciones superiores) y gas asociado (gas natural presente en yacimientos de petróleo crudo, disuelto y/o en las capas del reservorio).

CONTEXTOS Y PERSPECTIVAS DE BRASIL



3. CONTEXTO Y PERSPECTIVAS DE BRASIL

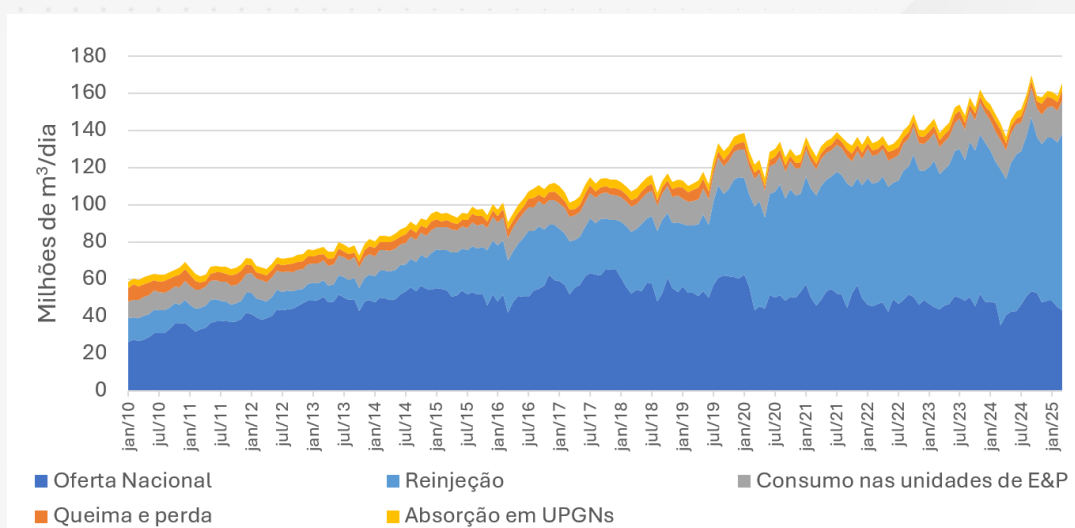
El mercado de gas natural en Brasil es relativamente reciente. Hasta la década de 1990, se concentraba en pocos estados (Río de Janeiro, São Paulo y Bahía) y se utilizaba principalmente como insumo de industrias de transformación en volúmenes reducidos. A partir de 2000, se observa un crecimiento significativo del mercado de gas natural, impulsado por la construcción del gasoducto Brasil-Bolivia (Gasbol), que permitió complementar la producción nacional con importaciones en grandes volúmenes.

Además del aumento de la oferta importada, se verificó un incremento de las reservas de gas natural en Brasil a partir de los descubrimientos asociados al Pré-sal (cuencas de Santos y de Campos) y de las regiones Norte (principalmente la cuenca del Solimões) y Nordeste (principalmente la cuenca del Parnaíba). La exploración de estas áreas derivó en aumentos significativos de la producción nacional a lo largo de las últimas décadas. Como resultado, la oferta nacional pasó de un promedio anual de 14,3 MMm³/día en 2000 a 46,3 MMm³/día en 2024.

3.1. SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN BRASIL

La Figura 3 presenta la evolución de la producción de gas natural en Brasil desde 2010. Se observa un crecimiento sostenido, principalmente asociado a los campos del Pré-sal. No obstante, el volumen de gas natural efectivamente disponible para el mercado corresponde únicamente a la porción denominada "Oferta Nacional" que figura en el gráfico. La "Oferta Nacional" equivale a los volúmenes producidos, descontando la reinyección en los reservorios, las quemaduras y pérdidas, el consumo propio en las actividades de exploración y producción (E&P) y los volúmenes absorbidos en unidades de procesamiento de gas natural (UPGN).

Figura 3: Producción de gas natural en Brasil



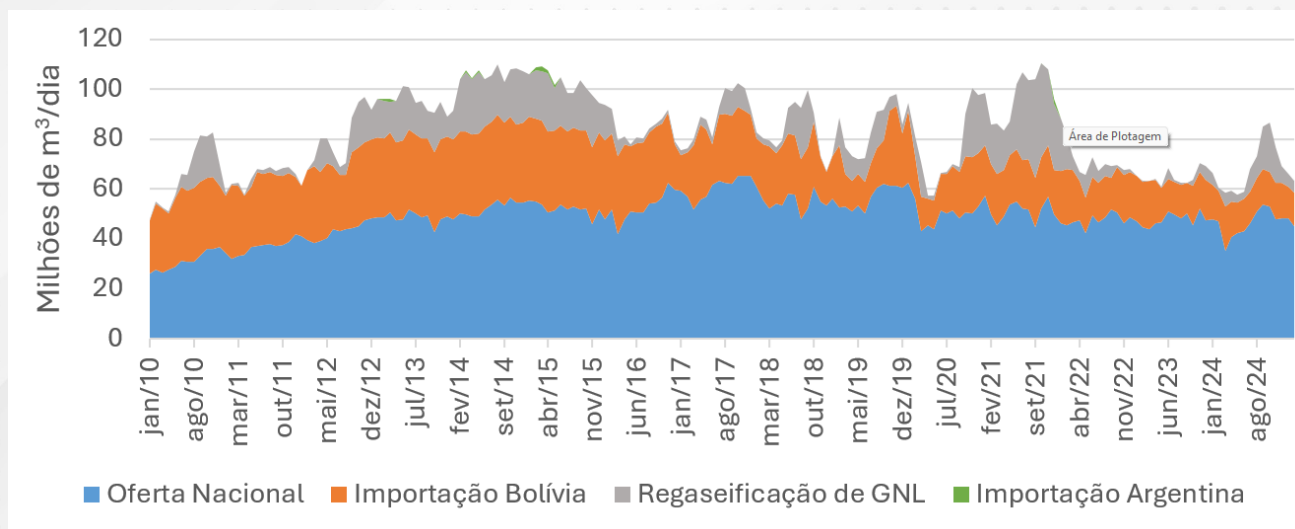
Fuente: Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gás natural – MME

Se observa que la oferta nacional crece hasta aproximadamente 2017, cuando alcanza un promedio de 60 MMm³/día. A partir de entonces, inicia una caída y se ubica en 45 MMm³/día en 2024, explicada principalmente por el aumento

de la reinyección en los campos del Pré-sal. En estos campos, la reinyección se utiliza como solución frente a los altos contenidos de CO₂ y para el mantenimiento de la presión en los reservorios, con el consecuente incremento del factor de recuperación de petróleo.

La Figura 4 presenta la composición de la oferta total de gas natural al mercado brasileño desde 2010, indicando su origen, tanto nacional como importado. La oferta importada se compone de importaciones desde Bolivia y Argentina, y de la regasificación de GNL proveniente de diversos países.

Figura 4: Suministro de gas natural en Brasil por origen



Fuente: Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gas natural – MME

Históricamente, Bolivia ha sido el principal exportador de gas natural a Brasil, habiendo alcanzado el orden de 32 MMm³/día entre 2013 y 2015. No obstante, actualmente las importaciones desde Bolivia se ubican en el orden de 14 MMm³/día.

Adicionalmente, una porción menos significativa de gas natural fue importada desde Argentina en ciertos períodos para abastecer la central termoeléctrica de Uruguayana, en el estado de Rio Grande do Sul.

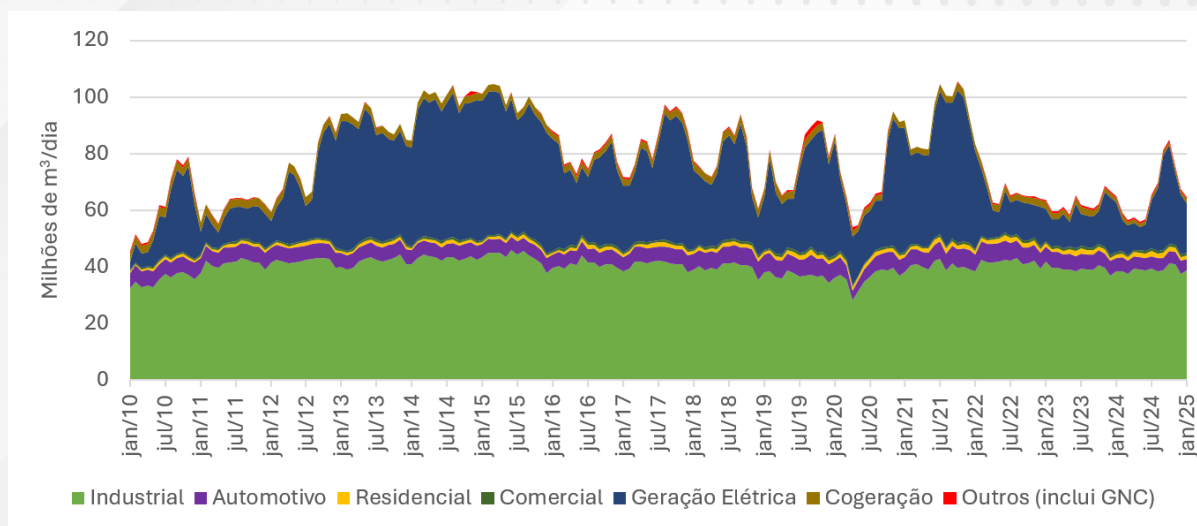
3.2. DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL

La Figura 5 presenta el perfil de demanda de gas natural en Brasil por segmento de consumo. Los segmentos industriales, de cogeneración, comercial, residencial y automotor se caracterizan por su estabilidad, con oscilaciones relativamente acotadas a lo largo del año y también entre años. En consecuencia, estos segmentos constituyen mercados firmes de gas natural, con consumo ininterrumpido y relativamente previsible.

En cambio, la demanda de gas natural del segmento de generación eléctrica presenta una elevada variabilidad temporal, en tanto complementa la generación de fuentes renovables, especialmente de centrales hidroeléctricas, cuyos niveles de embalse dependen del régimen hidrológico de cada región. Esto ha llevado

a que el consumo de gas natural para generación eléctrica alcance un promedio de hasta 45 MMm³/día, como en 2014, 2015 y 2021, y descienda a 12,8 MMm³/día en 2023. En la actualidad, el abastecimiento de gas natural para generación termoeléctrica se sostiene principalmente mediante regasificación de GNL.

Figura 5: Demanda de gas natural fuera de Brasil, por segmento de consumo



Fuente: Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gas natural – MME

El segmento industrial demandó en promedio 39,4 MMm³/día en 2023, lo que representó el 63,1% de la demanda total promedio en ese año. En 2024, ese consumo fue de 38,9 MMm³/día, equivalente al 58,8% de la demanda total promedio del período. Esto evidencia la relevancia del sector industrial para el mercado brasileño de gas natural.

La Tabla 4 presenta la participación de cada rama industrial en el consumo de gas natural dentro del segmento industrial, expresado en tonelada equivalente de petróleo (tep), para 2023, conforme a los datos del Balance Energético Nacional (BEN) 2024, publicado anualmente por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). La industria química concentra el 22,7% del consumo final de gas natural del sector industrial en 2023. Sin embargo, el precio del gas natural incide directamente en este sector, por ejemplo, en su utilización como insumo en la producción de fertilizantes nitrogenados.

Figura 5: Demanda de gas natural fuera de Brasil, por segmento de consumo

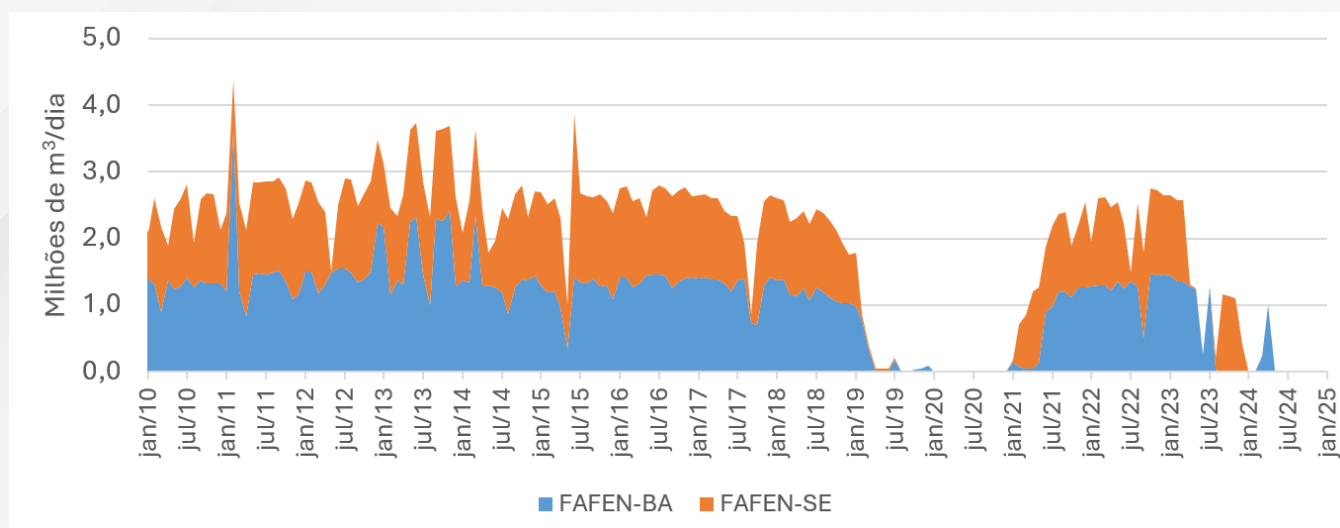
Segmento	Consumo (10 ³ tep)	Percentual del segmento industrial
Industria - Total	8.545	100%
Química	1.938	22,7%
Otros	1.486	17,4%
Ferro-Gusa e Aço	1.306	15,3%
Cerámica	1.143	13,4%
Papel de celulosa	876	10,2%
Alimentos & Bebidas	871	10,2%
no-Ferrosos e Otros	473	5,5%
Minería y peletización	300	3,5%

Textil	148	1,7%
Fundación	4	0,1%

Fuente: Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gas natural – MME

Brasil es un importante importador de fertilizantes nitrogenados, cuya producción requiere gas natural como materia prima. En los últimos años, la combinación de variaciones en los precios internacionales de fertilizantes nitrogenados y la baja competitividad del precio del gas natural en el mercado interno afectó la producción en las dos principales fábricas brasileñas de fertilizantes nitrogenados (FAFEN). La Figura 6 presenta el consumo de gas natural de estas plantas —una ubicada en el estado de Bahía (BA) y otra en el estado de Sergipe (SE)—. Actualmente, ambas se encuentran fuera de operación, aunque en proceso de reactivación por parte de Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), su propietaria.

Figura 6: Consumo de gas natural en las mayores fábricas de fertilizantes nitrogenados de Brasil

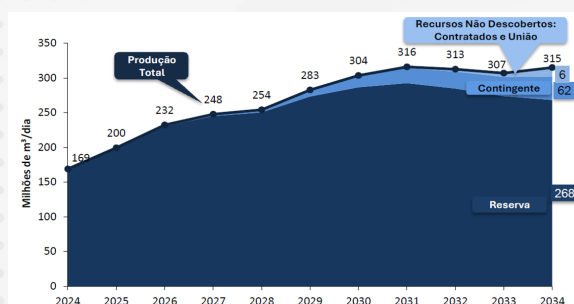


Fuente: Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gás natural - MME.

3.3. PREVISIÓN DE OFERTA FUTURA DE GAS NATURAL EN BRASIL

De acuerdo con el Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, elaborado por la EPE para el horizonte decenal hasta 2034, la producción de gas natural en Brasil debería aumentar en los próximos años, según se presenta en la Figura 7.

Figura 7: Previsión de producción bruta de gas natural nacional en Brasil

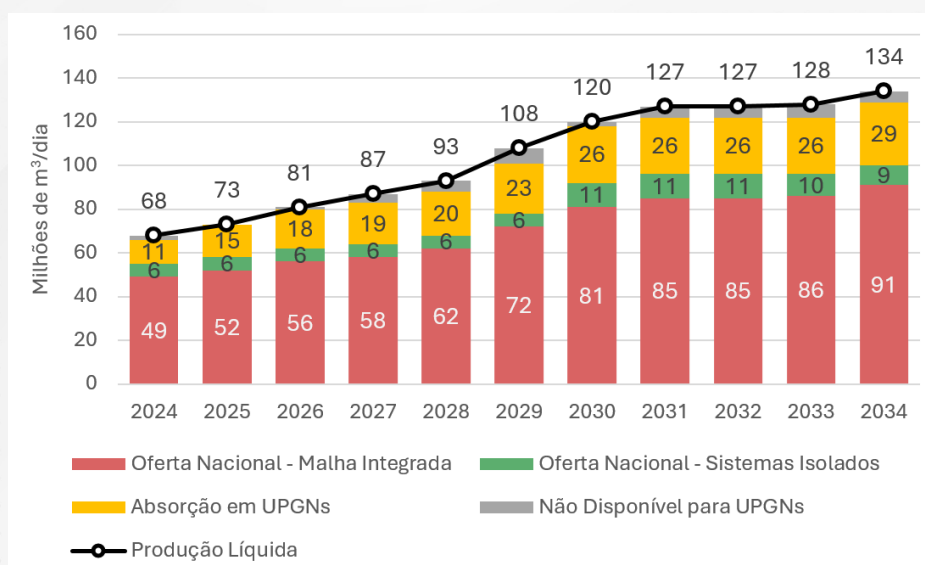


Fuente: PDE 2034 – EPE, 2024

La producción líquida de gas natural —esto es, los volúmenes potencialmente disponibles para las UPGN— se obtiene al descontar de la producción bruta las estimaciones de reinyección en los reservorios, pérdidas y quemas, y el consumo propio de gas natural en las actividades de exploración y producción (E&P). Cabe destacar que aproximadamente el 50% del gas natural producido continúa siendo reinyectado por las razones ya mencionadas.

La Figura 8 presenta la proyección de la producción líquida y de la oferta potencial de gas natural nacional según el PDE 2034. Los sistemas aislados corresponden al gas natural producido en sistemas no conectados a la red integrada, especialmente en los estados de Amazonas y Maranhão.

Figura 8: Producción líquida y oferta nacional potencial de gas natural en Brasil



Fuente: PDE 2034 – EPE, 2024

Para 2034, se proyecta que la oferta nacional alcance cerca de 100 MMm³/día, duplicando el volumen actual (en 2024, la oferta nacional fue de 46,30 MMm³/día). Como complemento de la oferta nacional, la oferta de gas natural importado puede materializarse tanto por gasoductos internacionales como por terminales de gas natural licuado (GNL). Los gasoductos de interconexión con otros países y las terminales de GNL se detallan más abajo en la sección de infraestructura de Brasil.

Cabe mencionar, asimismo, que en Brasil se encuentra en ejecución el Programa Gás para Empregar orientado, entre otros objetivos, a mejorar el aprovechamiento y el retorno social y económico de la producción nacional de gas natural, así como a ampliar su disponibilidad para la producción de fertilizantes nitrogenados, productos petroquímicos y otros sectores productivos, reduciendo la dependencia externa de insumos estratégicos para las cadenas productivas nacionales. En este marco, se contemplan medidas para incentivar la reducción de la reinyección y aumentar la disponibilidad de gas natural para el mercado.

Una de estas medidas consiste en evaluar el costo de acceso de terceros a las infraestructuras de evacuación y de procesamiento de gas natural. Los análisis

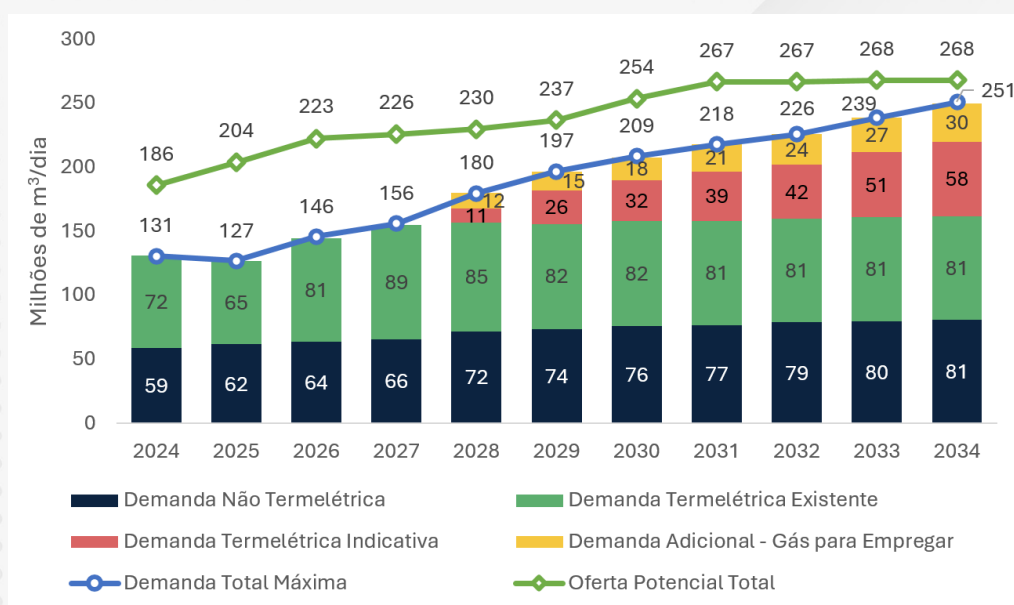
realizados en el ámbito del Programa Gás para Emplear identificaron elevados costos y dificultades de acceso de terceros a dichas infraestructuras, lo que incrementa el precio del gas natural para el consumidor final y, en algunos campos, incentiva la preferencia por reinyectar mayores volúmenes. Un valor de acceso basado en una remuneración justa y adecuada de estas infraestructuras podría contribuir a reducir el precio del gas natural para el consumidor final.

Resulta oportuno señalar que, en abril de 2025, algunos comercializadores efectivizaron importaciones de gas natural originario de Argentina. De acuerdo con los datos públicos del sistema oficial brasileño de estadísticas de comercio exterior (ComexStat), accesible por medio del link <https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>, la media ponderada del precio CIF (sigla en inglés para "costo, seguro y flete") del gas natural importado desde Argentina fue de US\$ 8,57/MMBtu. La media ponderada del precio FOB (sigla en inglés para el precio del producto, excluyendo el seguro y el flete asumidos por el comprador) fue de US\$ 5,20/MMBtu.

3.4. OPORTUNIDADES PARA LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL

Aún en el marco del Programa Gás para Emplear mencionado anteriormente, se están adoptando medidas para promover una mayor oferta de gas natural al mercado y el crecimiento de la demanda de gas natural, principalmente por parte del sector industrial. En ese contexto, el PDE 2034 estima un aumento de la demanda de gas natural, conforme se ilustra en la Figura 9. La estimación prevé una demanda adicional de 30 MMm³/día hasta 2034, que se suma al crecimiento orgánico proyectado del gas natural (demanda no termoeléctrica). En relación con la demanda termoeléctrica, existente e indicativa, el gráfico presenta la capacidad de consumo de las centrales termoeléctricas, sin que ello implique necesariamente la demanda efectiva en cada año.

Figura 9: Oferta y demanda en todo Brasil con las medidas del Programa Gás para Emplear

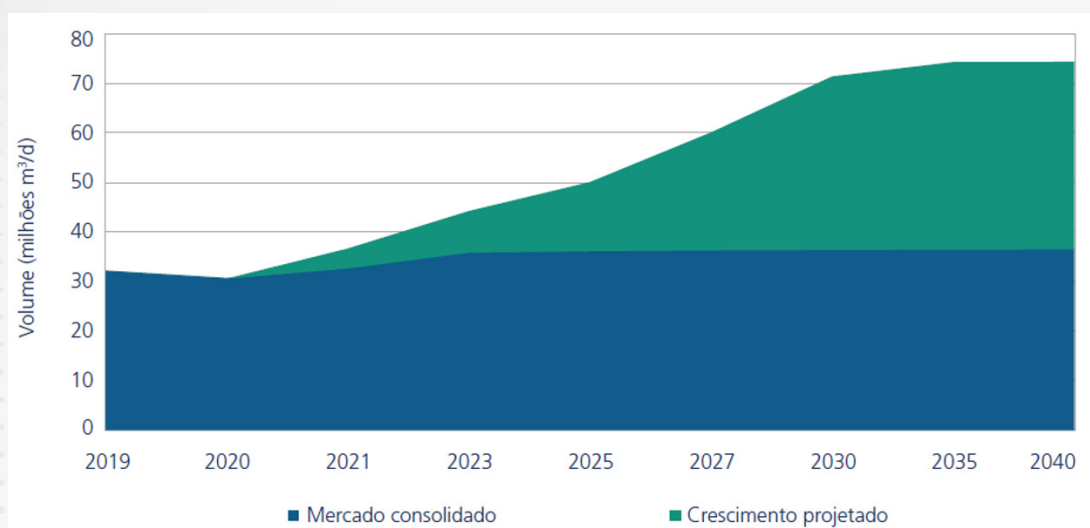


Fuente: PDE 2034 – EPE, 2024

Hay otros estudios en Brasil que señalan el potencial de crecimiento de la demanda de gas natural en los próximos años. Se destacan los estudios realizados por el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), que publicó el informe Gás para o Desenvolvimento en dos volúmenes, en 2020 y 2021, con el objetivo de identificar y articular las medidas necesarias para desarrollar el mercado de gas natural y potenciar su oferta y demanda en el país. El informe de 2020 presentó un diagnóstico sectorial de la cadena de valor del gas natural, identificando oportunidades en los distintos eslabones que pueden contribuir a generar beneficios económicos y ambientales. El segundo informe, de 2021, tuvo como objetivo mapear proyectos potenciales y comprender con mayor profundidad los factores que inciden en las decisiones de ampliación de la oferta y la demanda de gas natural, a partir de interacciones con más de sesenta actores relevantes (stakeholders).

La investigación realizada en el marco del informe de 2021 identificó un potencial de consumo adicional de 42 MMm³/día hasta 2040, de los cuales 29 MMm³/día se vinculan con inversiones en nuevas plantas (18 MMm³/día en nuevas plantas industriales y 11 MMm³/día en nuevas termoeléctricas para autoproducción), conforme se presenta en la Figura 10

Figura 10: Demanda proyectada de gas natural en las industrias

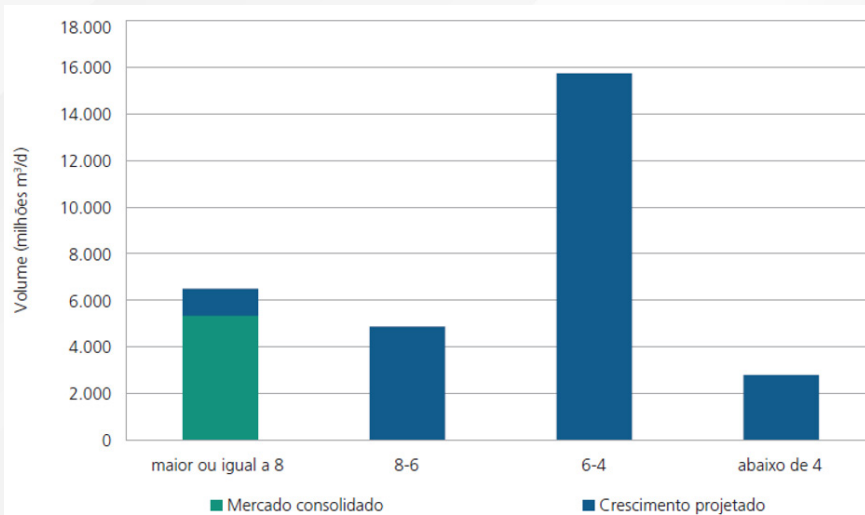


Fuente: Informe Gás para o Desenvolvimento - BNDES, 2021

Los sectores industriales con mayor demanda adicional mapeada son el hierro y acero (18,5 MMm³/día) y el químico (18,2 MMm³/día). No obstante, la investigación también indicó la necesidad de contar con un gas competitivo para que este escenario se materialice.

De acuerdo con el informe del BNDES, a partir de las respuestas recibidas a una consulta dirigida a las industrias, se obtuvo una indicación de precio para el 80% de las 92 respuestas con consumo proyectado de gas natural. Este conjunto representa un consumo proyectado de 27 MMm³/día en 2030 y de 29,9 MMm³/día a partir de 2035, de los cuales 18,8 MMm³/día corresponden a proyectos de inversión en nuevas capacidades productivas.

Figura 11: Volumen demandado por rango de precio del gas, en US\$/MMBtu



Fuente: Informe Gás para o Desenvolvimento – 2021 – BNDES

De acuerdo con la Figura 11, una oferta de gas natural en el rango de US\$ 4,00 a US\$ 6,00/MMBtu en la unidad consumidora viabiliza una demanda adicional de 21,8 MMm³/día, ya incorporando los crecimientos proyectados en rangos de precio superiores.

En materia de fertilizantes nitrogenados —de los cuales Brasil es casi totalmente dependiente de importaciones—, la EPE realizó un estudio en 2019, publicado como informe técnico bajo el título *Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados*, que incluyó un análisis de sensibilidad sobre la viabilidad de una planta de producción de amoníaco y urea en función del precio del gas natural. Para una planta con capacidad de 2.200 t/día de amoníaco y 3.600 t/día de urea, con consumo de 2,24 MMm³/día e inversiones de US\$ 1,5 mil millones, la EPE estimó que el rango de precios del gas natural debería ubicarse entre US\$ 4,00/MMBtu y US\$ 7,00/MMBtu. Según ese estudio, Brasil tendría potencial para cinco nuevas plantas de fertilizantes nitrogenados, incluyendo una en construcción.

Posteriormente, en 2023 se elaboró el informe técnico *Gás natural como matéria-prima para Ureia – análise de viabilidade econômica para o mercado brasileiro*, que actualizó el estudio anterior (https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf). El análisis sugiere que los precios actuales del gas natural en Brasil, comparados con los precios internacionales practicados por los principales proveedores de fertilizantes, pueden constituir un desafío para el desarrollo económico de emprendimientos de producción de fertilizantes nitrogenados. El estudio también destaca la influencia de los precios internacionales de la urea y del gas natural sobre la viabilidad de la producción nacional, reflejando impactos en los mercados internacionales. A partir de las simulaciones realizadas, se concluye que, para que un nuevo emprendimiento que utilice gas natural como materia prima resulte viable en Brasil, es necesario que el costo de este insumo se ubique en un rango de US\$ 3 a 9/MMBtu.

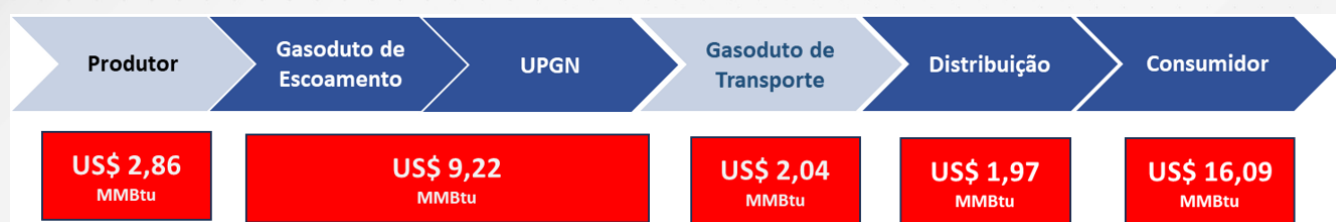
En interacciones recientes con consumidores de gas natural, se indicó que la correlación entre el potencial de demanda y los rangos de precio identificados en el estudio del BNDES de 2021 se mantiene vigente. Según dichos consumidores, con precios del gas natural por debajo de US\$ 10,00/MMBtu (en la unidad consumidora) es posible recuperar la capacidad ociosa de la industria nacional. Sin embargo, para viabilizar inversiones en nuevas plantas industriales consumidoras de gas natural —por ejemplo, fábricas de fertilizantes nitrogenados—, el rango de precios del insumo debería ser inferior a US\$ 7,00/MMBtu.

3.5. MEDIDAS PARA REDUCCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN BRASIL

En el diagnóstico sectorial realizado en el marco del ya citado programa Gás para Emplear, se efectuó un análisis de la formación del precio del gas natural en el mercado interno.

De acuerdo con el Informe del Grupo de Trabajo del Programa Gás para Emplear (GT-GE), del Comité Temático N° 2, referido al acceso al mercado de gas natural, disponible en el sitio del Ministerio de Minas y Energía, aproximadamente el 66% del precio del gas natural para el consumidor final se explica por las infraestructuras. La Figura 12 muestra la composición del precio del gas natural identificada por el GT-GE excluyendo los tributos, que representan cerca del 20% del precio final.

Figura 12: Composición del precio del gas natural (US\$ / MMBTU), sin impuestos – referencia 1° semestre de 2023

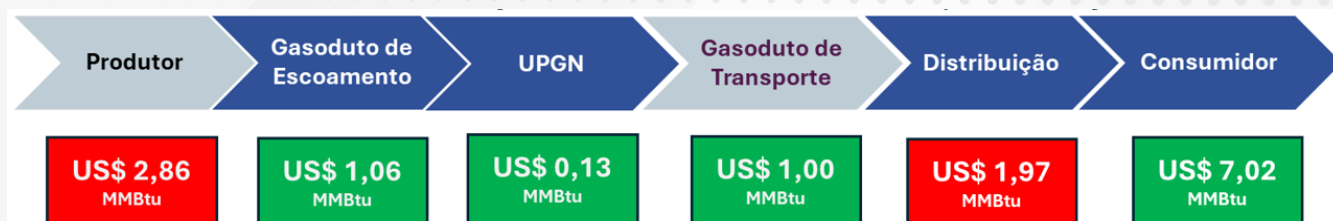


Fuente: Informe del Comité Temático n° 2 – Acceso al Mercado de gas natural – GT-GE

La EPE realizó un estudio sobre el valor de acceso a las infraestructuras e identificó margen de reducción. Al considerar las infraestructuras como un modelo de negocio distinto de las actividades de exploración y producción (E&P) y al aplicar una tarifa de remuneración acorde con los riesgos de dichas actividades, la EPE estimó nuevos valores de acceso al gasoducto de evacuación a la UPGN. La Figura 13 presenta los nuevos valores calculados por la EPE.

El programa Gás para Emplear busca viabilizar la adopción de estos valores en el mercado. De concretarse, el precio del gas natural, excluidos tributos, podría ubicarse en torno a US\$ 7,02/MMBtu para el consumidor final. Para ello, actualmente se mantienen negociaciones con los propietarios de las infraestructuras.

Figura 13: Composición del precio del gas natural (US\$/MMBtu), excluidos tributos – estimaciones de la EPE con tarifa de remuneración adecuada para las infraestructuras



Fuente: Informe del Comité Temático n° 2 – Acceso al Mercado de gas natural – GT-GE

Asimismo, en relación con la tarifa de distribución —cuya regulación en Brasil es competencia de los estados provinciales— se encuentran en curso iniciativas para discutir la revisión tarifaria, incluyendo la revisión de las concesiones estatales de los servicios de gas canalizado, en el marco de la articulación para la armonización de las regulaciones estatales y federales, conducida por el Ministerio de Minas y Energía, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CNPE N.º 03/2022 (disponible en https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/ResolucaoCNPE_3_2022.pdf). El objetivo es que una revisión de las tarifas de distribución también contribuya a reducir el precio del gas natural para el consumidor final.

Es importante destacar que el mercado de gas natural se desarrollará en el sistema de transporte por gasoductos. En consecuencia, todas las fuentes de suministro de gas natural, de origen nacional o importado, deben conectarse al sistema de transporte para promover la competencia entre ellas. En ese sentido, la referencia para dicha competencia puede ser el precio del gas natural nacional en la entrada al sistema de transporte que, considerando los valores presentados en la Figura 13, debería ubicarse en el orden de US\$ 4,05/MMBtu, excluidos tributos. El gas natural importado —ya sea por gasoductos o mediante terminales de GNL (incluyendo el costo de regasificación)— deberá considerar ese rango de precios para resultar competitivo.

INFRAESTRUCTURAS



4. INFRAESTRUCTURAS

Esta sección tiene por objeto presentar el estado actual de la infraestructura relevante de transporte de gas natural, así como las posibles modificaciones que permitirían incrementar la capacidad de exportación de gas natural desde Argentina hacia Brasil, sus costos y otros datos complementarios, a partir de la información aportada por los actores en las reuniones del Comité Técnico y de estudios existentes.

4.1. ARGENTINA

El gas natural producido se transporta a través de aproximadamente 16.000 km de gasoductos en el sistema licenciado bajo la Ley 24.076, a favor de TGN (Transportadora de Gas del Norte) y TGS (Transportadora de Gas del Sur), luego de pasar por estaciones de tratamiento que acondicionan el fluido, removiendo propano y butano de la corriente. Asimismo, existen gasoductos de la red troncal concedidos a ENARSA, construidos bajo la Ley N.º 17.520, que establece el marco regulatorio de la "concesión de obra pública".

La República Argentina cuenta con una matriz gasífera desarrollada que alcanzaba, hacia fines de 2024, aproximadamente 8.900.000 usuarios residenciales (equivalente a más del 50% de los hogares), 300.000 usuarios comerciales, 20.000 usuarios industriales y 2.000 estaciones de carga de GNV.

Argentina dispone de una red troncal de gasoductos con la particularidad de operar saturada durante gran parte del año, utilizando la mayor parte de su capacidad (gas producido, importado e incluso gas proveniente de la regasificación de GNL) para abastecer el mercado interno, con un saldo exportable que no llega al 8% de su capacidad. En el mismo sentido, y con independencia del despacho diario/estacional, toda la capacidad en firme se encuentra contratada, lo que exige el desarrollo de nueva infraestructura de transporte para disponer de capacidad incremental que permita atender la demanda creciente y las exportaciones, así como reducir importaciones de GNL y el uso de combustibles líquidos en centrales termoeléctricas.

En lo que refiere al sistema no regulado, cabe destacar, por un lado, el Gasoducto Perito Moreno (GPM) (Tratayén, Provincia de Neuquén – Salliqueló, Provincia de Buenos Aires), construido bajo la figura de concesión de transporte (Ley 17.319) y concesionado a ENARSA, con una capacidad actual de 21 MMm³/d. Sobre este gasoducto existe una iniciativa privada para expandir su capacidad en 14 MMm³/d adicionales, elevando la capacidad total a 35 MMm³/d.

El gasoducto Mercedes–Cardales, también concesionado a ENARSA, tiene capacidad para transferir 16 MMm³/d de gas hacia TGN a lo largo del año. Estas obras se realizaron con el objetivo de sustituir parte de la demanda actual de GNL y de combustibles líquidos (principalmente en verano), y contribuir a la sustitución del gas importado desde Bolivia, cuyo suministro fue suspendido a partir de 2025. Complementariamente, se ejecutaron el gasoducto de conexión La Carlota–Tío Pujio (Provincia de Córdoba) y la reversión del Gasoducto Norte, a fin de completar el abastecimiento del noroeste argentino con gas de Vaca Muerta.



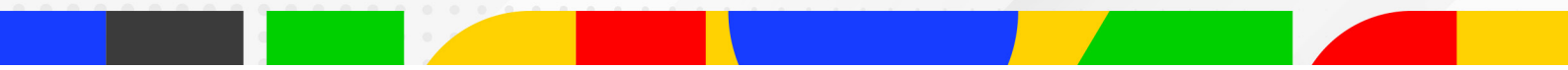
Por otro lado, en reuniones mantenidas con las transportistas argentinas, TGN destacó la necesidad de construir infraestructura que permita la evacuación de la producción de Vaca Muerta, prevaleciendo en las distintas reuniones del Comité Técnico la opción de construir un nuevo gasoducto entre Tratayén y La Carlota. En ese punto se conecta con el sistema Centro-Oeste de TGN y el gas puede transferirse al Sistema Norte a través del gasoducto La Carlota-Tío Pujio (concesionado a ENARSA), con una capacidad de diseño de hasta 40 MMm³/d. En una primera fase, sin instalaciones de compresores, permitiría transportar cerca de 10 MMm³/d destinados al abastecimiento del mercado interno del norte. En una etapa posterior de expansión, con plantas compresoras, se prevé incorporar 10 MMm³/d adicionales con destino de exportación. TGN presentó estimaciones de inversión total del orden de US\$ 2.300 a 2.500 millones e indicó que, aun bajo supuestos de inversión eficiente, sería posible añadir compresión para alcanzar 20 MMm³/d de capacidad exportable en este gasoducto.

En el caso de exportaciones vía Bolivia, serían necesarias inversiones adicionales en el Gasoducto Norte para ampliar la capacidad de transporte, incluyendo más de 96 km de ductos tipo "loop" sobre el sistema actual. El costo estimado de esa inversión asciende a US\$ 570 millones.

Del mismo modo, para la alternativa de exportación vía Uruguayana, se requerirían obras de infraestructura para la conexión entre Uruguayana y Porto Alegre, así como la reversión de un tramo del Gasbol del lado de TBG. En el lado argentino, el sistema TGN-TGM (Mercosur Gas Transporter), que transporta gas desde Aldea Brasileira, Entre Ríos, hasta Uruguayana, debería ampliarse para transportar entre 10 y 12 MMm³/d (volúmenes adicionales a los 10 MMm³/d previstos a través del Gasoducto Norte vía Bolivia). TGN estimó un costo aproximado de US\$ 400 millones para la expansión de dicho gasoducto, que actualmente posee una capacidad cercana a 3 MMm³/d y se encuentra contratada (TGM). Asimismo, deberían ejecutarse obras en el sistema TGN en el tramo Tío Pujio-San Jerónimo o, en su defecto, construir un nuevo gasoducto que vincule Tío Pujio con Gálvez (Santa Fe).

TGN estimó que la tarifa de transporte desde Tratayén hasta la frontera con Bolivia o con Uruguay se ubicaría en torno a US\$ 2,70 a US\$ 3,00/MMBtu. Por su parte, la opción de exportación vía GNEA (Gasoducto del Noreste Argentino), con una extensión de 1.500 km y posibilidad de ampliación mediante compresión, podría transportar hasta 15 MMm³/d. Esta ruta cubre el área costera y el noreste argentino, atravesando las provincias de Santa Fe, Chaco, Formosa y Salta. Cuenta con un tramo habilitado entre Santa Fe y Formosa, mientras que el tramo Formosa-Salta no se encuentra concluido/habilitado (persisten trabajos de terminación mecánica en algunos tramos del tronco y recertificación de tramos de ductos parcialmente concluidos). Adicionalmente, permanece pendiente la construcción de aproximadamente 90 km de gasoducto entre la frontera de Formosa y Campo Durán, Provincia de Salta.

En todas las opciones analizadas, se requiere la construcción de un nuevo gasoducto dedicado entre Tratayén y Tío Pujio. La alternativa de completar el tramo Formosa-Campo Durán del GNEA sería complementaria a la reversión del Gasoducto Norte, en caso de decidirse avanzar con el proyecto del Corredor Bioceánico a través





4.2. BRASIL

La infraestructura de transporte de gas natural en Brasil está compuesta por 9.445 km de gasoductos, distribuidos principalmente a lo largo de la costa este del país. Los ductos localizados en las regiones Nordeste y Sudeste, así como los gasoductos Gasbol (2.593 km) y Uruguayana-Porto Alegre - tramo 3 (25 km), conforman la denominada Red Integrada (Malha Integrada). Por otro lado, los gasoductos Lateral-Cuiabá (283 km), Uruguayana-Porto Alegre - tramo 1 (25 km) y Urucu-Coari-Manaus (663 km) se consideran sistemas aislados.

Estos sistemas cuentan con:

- 187 puntos de entrega (citygates);
- 33 estaciones de compresión;
- 14 plantas de procesamiento (capacidad total: 120,15 MMm³/día); y
- 7 terminales activos de regasificación de GNL (capacidad de movimiento: 119 MMm³/día).

Cinco empresas transportistas operan la red brasileña de transporte:

- Transportadora Asociada de Gás (TAG): opera aproximadamente 3.700 km en la región costera desde Ceará hasta Río de Janeiro, además de cerca de 800 km en el Amazonas, conectando Urucu con Manaus y sus ramales;
- Nova Transportadora do Sudeste (NTS): opera cerca de 2.000 km de gasoductos interconectando Río de Janeiro, Minas Gerais y São Paulo, además de conectar el Gasbol con el resto de la red integrada;
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil (TBG): responsable por la operación del tramo brasileño del Gasbol;
- Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB): opera el gasoducto Uruguayana-Porto Alegre; y
- Gás Ocidente do Mato Grosso (GOM): propietaria del tramo brasileño del gasoducto Lateral Cuiabá, también denominado gasoducto Bolivia-Mato Grosso.

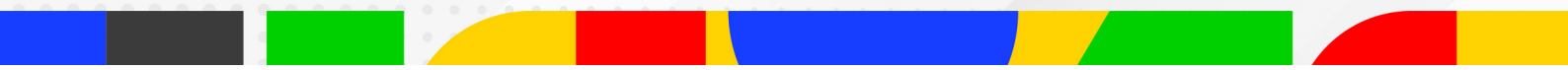
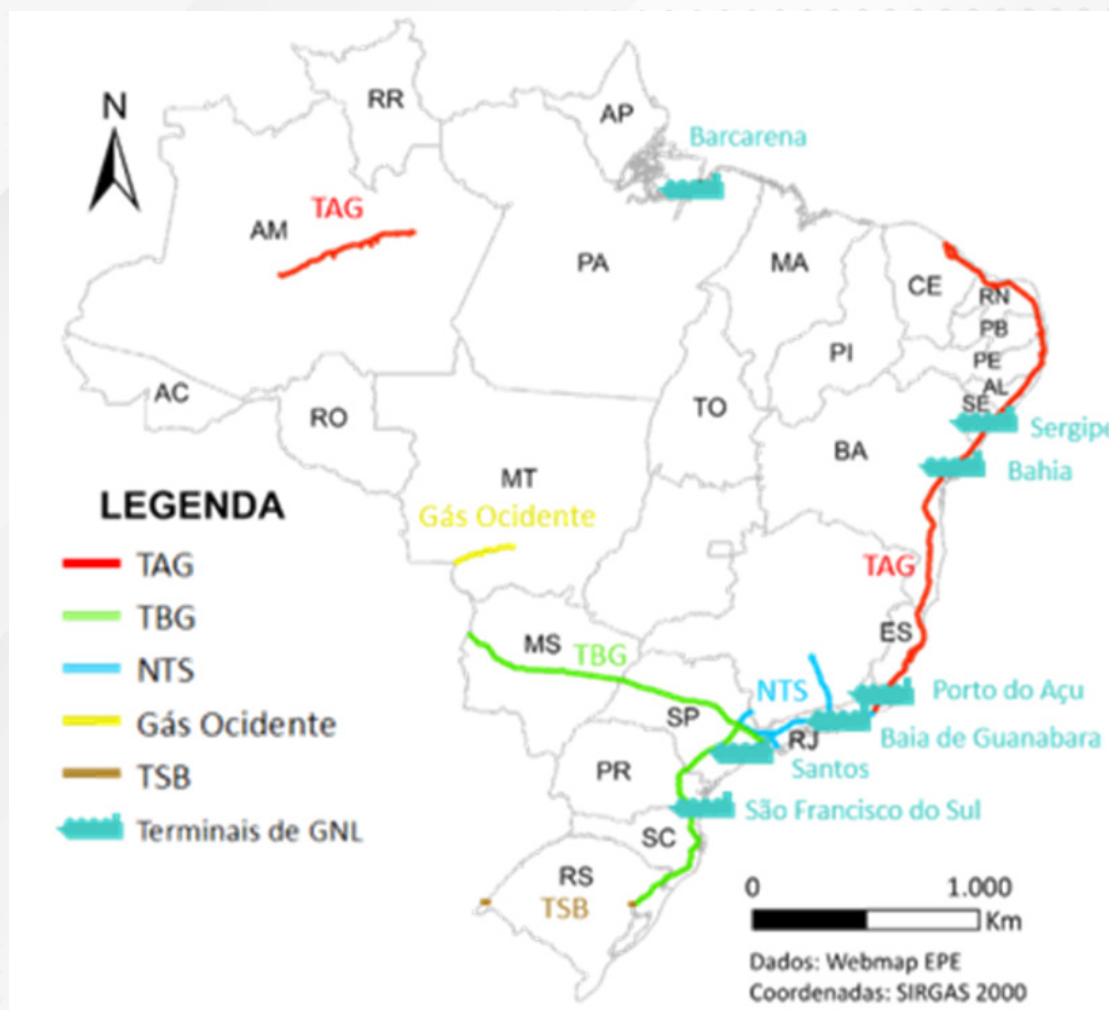


Figura 15: Infraestructura brasileña de transporte y regasificación de GNL



Fuente: EPE

4.2.1. VÍAS DE IMPORTACIÓN

La importación de gas natural en Brasil puede realizarse por dos vías principales: gasoductos y terminales de regasificación de GNL. Actualmente, el país importa gas natural a través del gasoducto Bolivia-Brasil (Gasbol) y del gasoducto Lateral Cuiabá, ambos responsables del transporte del gas boliviano hasta el territorio nacional, y mediante el gasoducto Uruguayana-Porto Alegre - tramo 1, que recibe gas desde Argentina. En paralelo, el país cuenta con terminales de regasificación de GNL que permiten importar gas por vía marítima mediante buques metaneros.

El Gasbol se inicia en la localidad boliviana de Río Grande, a aproximadamente 40 km al sur de Santa Cruz de la Sierra, y recorre 557 km hasta Puerto Suárez, en la frontera con Brasil. En territorio brasileño, el gasoducto —operado por TBG— ingresa por el municipio de Corumbá (MS) y atraviesa cinco estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul).

Por su parte, el gasoducto Uruguayana-Porto Alegre, iniciado a fines de la década de 1990, representa un intento previo de integración gasífera entre Brasil y

Argentina que permanece incompleto. De los 615 km originalmente planificados, solo se construyeron 50 km, correspondientes a dos de los tres tramos previstos. El proyecto fue interrumpido debido al declive de la producción argentina de gas natural a comienzos de los años 2000, agravado por la ausencia de demandas ancla en el estado de Rio Grande do Sul. Actualmente, el escenario presenta nuevas perspectivas, dado el avance del desarrollo de Vaca Muerta, que podría viabilizar la finalización del proyecto, cuestión que se abordará en mayor detalle en la subsección siguiente.

A pesar de la importancia estratégica de las terminales de GNL para la seguridad del suministro, estos se han utilizado principalmente para atender la demanda estacional y flexible de la generación termoeléctrica, en función de los mayores costos del GNL importado, especialmente cuando se adquiere en el mercado spot, donde los precios son más volátiles. Las características de las terminales de GNL brasileños se presentan en la Tabla 5. Asimismo, su localización en el territorio nacional se representa en la Figura 15.

Tabla 5: Especificaciones de los terminales de regasificación de LNG activos en Brasil

Terminal de GNL	Buque de regasificación	Estado	Inicio de la operación de la terminal	Capacidad de movimiento (MMm ³ /día)	Capacidad de regasificación del navío (MMm ³ /día)	Capacidad de almacenamiento del buque (m ³ de LNG)
Terminal de la Bahía de Guanabara	Excelente experiencia	Rio de Enero	Abril, 2009	20	30	170.000
Terminal de la Bahía	Excelerate Sequoia	Bahia	Enero, 2014	20	14	173.000
Terminal de Sergipe	Energos Nanook	Sergipe	Noviembre, 2019	21	21	170.000
Terminal en el Porto del Acu	BW Magna	Rio de Enero	Mayo, 2019	14	21	174.000
Terminal de Barcarena	Energos Celsius	Pará	Febrero, 2024	15	21	160.000
Terminal de Sao Paulo	Gigante de Høegh	Sao Paulo	Mayo, 2024	14	14	173.000
Terminal gas sur	Energos Inverno	Santa Catarina	Junio, 2024	15	15	138.000

Fuente: Anexo del Boletim Mensal de Acompanhamento de la Indústria de gas natural – MME

Las terminales de GNL de Porto del Açú y de Barcarena no están conectadas a la red integrada de gasoductos de transporte, mientras que la Terminal de Regasificación de São Paulo está conectada directamente a una red de distribución de gas canalizado.

4.2.2. Posibilidad de adaptaciones de la infraestructura brasileña para la importación de gas desde Argentina

La EPE publica periódicamente el Plano Indicativo de Gasoductos de Transporte (PIG), en el que presenta proyectos indicativos de gasoductos de transporte en Brasil y acompaña el avance de proyectos anunciados, además de realizar análisis



técnicos, económicos y socio-ambientales de cada alternativa, evaluando su impacto en la industria nacional del gas natural.

En la edición 2024, la EPE presenta dos proyectos de particular relevancia para la discusión sobre la integración gasífera entre Argentina y Brasil, con las siguientes rutas de importación:

- vía Paraguay, mediante la construcción del gasoducto Porto Murtinho/MS–Campo Grande/MS; y
- directamente desde Argentina por el estado de Rio Grande do Sul, con conexión en Uruguayana (estudiado en el PIG 2019 y actualizado en el PIG 2024).

Otras rutas posibles, como la interconexión vía Uruguay y la importación de cargas de GNL, no fueron estudiadas en el ciclo 2024 del PIG. Sin embargo, respecto de la interconexión vía Uruguay, se indica que la alternativa aprovecharía el gasoducto ya construido entre Argentina y Uruguay (Gasoducto Cruz del Sur) y se extendería hasta Rio Grande do Sul mediante aproximadamente 400 km en territorio uruguayo y cerca de 500 km en territorio brasileño, para interconectarse con el Gasbol en la región metropolitana de Porto Alegre/RS.

Se destaca que, en 2025, la EPE mostró la primera edición del Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), cuyo objetivo es promover una estrategia para el desarrollo coordinado de la oferta, la demanda y la infraestructura de gas natural y biometano en el país. El PNIIGB, conforme se detalla en el Decreto N.º 12.153/2024, busca identificar las mejores alternativas, analizadas de forma sistemática, considerando instalaciones presentadas en estudios sobre expansión de la infraestructura del sector, incluyendo sus derivados (biometano y energéticos equivalentes). La minuta de la primera edición del PNIIGB fue sometida recientemente a consulta pública. En ese documento, el proyecto de interconexión directa entre Argentina y Brasil a través de Rio Grande do Sul se presenta como una alternativa relevante para la planificación sectorial de gas natural en Brasil, orientada a la integración entre ambos países.

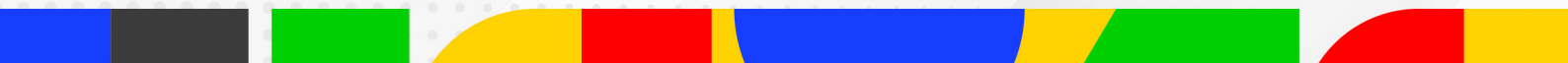


Figura 16: Potenciales rutas de importación de gas natural desde Argentina hacia Brasil.



Fuente: PIG 2024 – EPE

Vía Uruguayana

La interconexión directa con Argentina en la frontera del estado de Rio Grande do Sul refiere a la finalización del tramo remanente del gasoducto Uruguayana–Porto Alegre (Gasup), vinculando Uruguayana/RS con Triunfo/RS. En un nuevo contexto —con aumento de la producción argentina y con Argentina volviendo a desempeñarse como exportador neto de gas natural en América del Sur— el gasoducto recobra relevancia como alternativa para profundizar la integración gasífera bilateral.

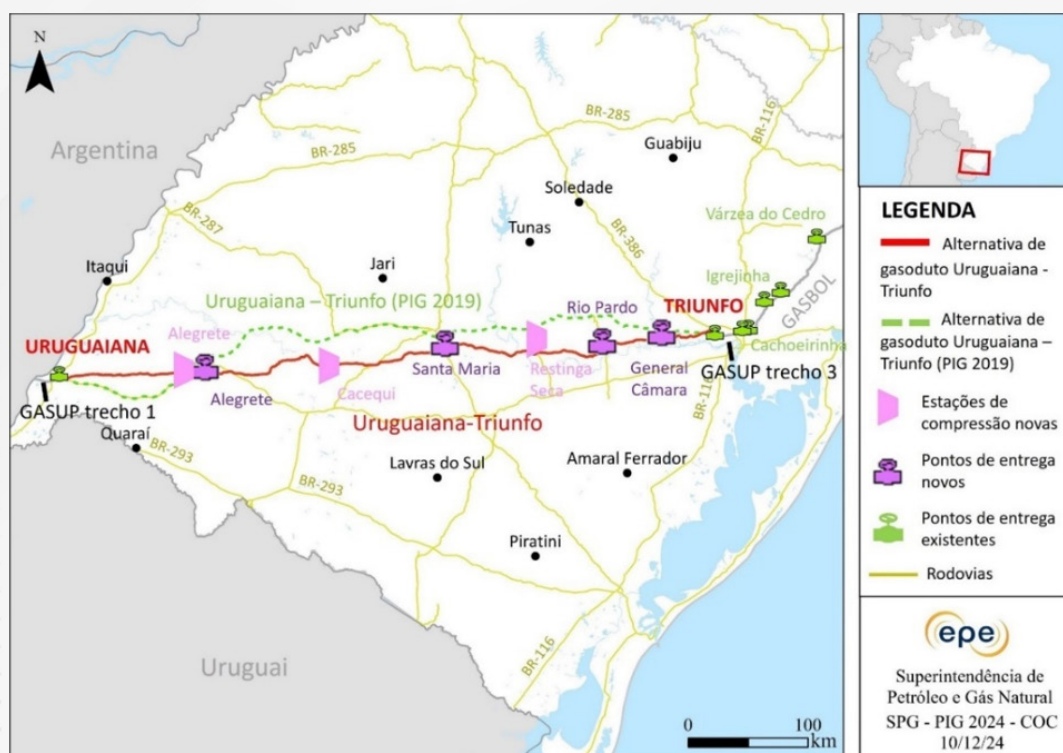
El proyecto del tramo 2 del Gasup, ya autorizado por la ANP en el año 2000, además de conectar la oferta de gas argentino a la red integrada brasileña, también podría abastecer regiones actualmente no atendidas del estado de Rio Grande do Sul, donde se ubican ciudades relevantes y con potencial de demanda significativo.

Las principales características del gasoducto estudiado por la EPE, conforme se detalla en la subsección 4.2 del PIG 2024, incluyen: una extensión de 593 km, diámetro de 24 pulgadas, tres estaciones de compresión, capacidad de caudal

de 15 MMm³/día con cuatro puntos de entrega, e inversión estimada (CAPEX) de R\$ 6,8 mil millones, equivalente a US\$ 1,245 mil millones, al tipo de cambio de US\$ 1,00/R\$ 5,46. El proyecto prevé asimismo un impacto de R\$ 3,7 mil millones en el PIB y la generación de aproximadamente 18,2 mil empleos. En la minuta del PNIIGB, las características físicas se mantuvieron, pero con costos actualizados, resultando en un CAPEX de R\$ 8,1 mil millones, impacto de R\$ 4,3 mil millones en el PIB y generación de aproximadamente 19,5 mil empleos.

Resulta oportuno señalar que la TSB, propietaria del Gasup, invitada a una reunión con el Comité Técnico, informó que su proyecto original contemplaba cuatro estaciones de compresión, con una estimación de inversión de US\$ 1,2 mil millones.

Figura 17: Gasoducto indicativo de Uruguiana/RS hacia Triunfo/RS



Fuente: PIG 2024 – EPE

La posibilidad de ingreso de gas argentino en el extremo sur del Gasbol, invirtiendo el sentido del flujo, exige la adecuación de dicho tramo. Este aspecto también fue considerado en el PIG 2024, que presenta estudios para la remoción de cuellos de botella existentes en el tramo sur del Gasbol, ya analizado en el PIG 2019, con el gasoducto Siderópolis/RS–Porto Alegre/RS. La inversión estimada por la EPE asciende a R\$ 2,21 mil millones, equivalente a US\$ 404,8 millones, al tipo de cambio de US\$ 1,00/R\$ 5,46. Nuevamente, cabe destacar que, en función del PNIIGB, este proyecto tuvo sus costos actualizados a R\$ 3,0 mil millones.

TBG, en reunión con el Comité Técnico, también presentó estimaciones de inversiones necesarias para la reversión del flujo en el tramo sur del Gasbol. De acuerdo con TBG, es posible considerar inversiones en etapas progresivas de ampliación para incrementar gradualmente la capacidad. En ese sentido, los escenarios analizados por TBG son:



Tabla 6: Estimaciones de inversión por escenario de reversión del flujo de Gasbol

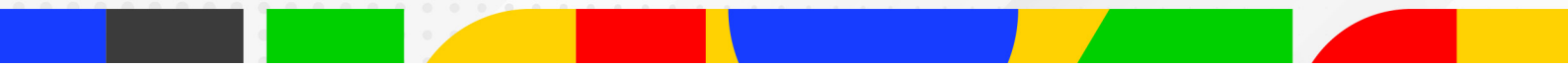
Importación Argentina	Estimaciones de volumen (MMm ³ /día)					
	As Is	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Demanda actual	3,1	3,6	4,5	5,8	6,4	7,7
Infraestructura existente	8,8	9	9	10,3	10,9	12,2
Troca Operacional	1,5	1,7	2,6	3,9	3,8	3,8
Proyectos	Inversiones (R\$ millones)					
Adecuación Canoas	100	100	100	100	100	100
Inversión ECOMP Siderópolis		20	20	20	20	20
Inversión ECOMP Biguacu			20	20	20	20
Duplicación de trechos				1.843	2.189	2.534
Nueva ECOMP Siderópolis				450	450	450
Nueva ECOMP Biguacu					450	450
Nueva ECOMP						450
Total	100	120	140	2.433	3.229	4.024
Total, en US\$ mil, convertido para US\$ 1,00/R\$ 5,46	18,3	22,0	25,6	445,6	591,4	737,0

Fuente: TBG

Figura 18: Indicación de los puntos relacionados con los escenarios de reversión del flujo del Gasbol



Fuente: TBG



Del lado argentino, es importante destacar que, de acuerdo con la Ley N° 27.742 mencionada anteriormente, cualquier entidad pública o privada interesada puede obtener autorización de transporte para la construcción de gasoductos dedicados, de acceso restringido, sin conexión con el sistema de transporte argentino existente, con el objetivo de utilizar exclusivamente la producción inyectada en ellos. Actualmente, existen proyectos de construcción de gasoductos de transporte planificados bajo este marco, proporcionando seguridad jurídica que garantiza la libre disponibilidad a largo plazo.

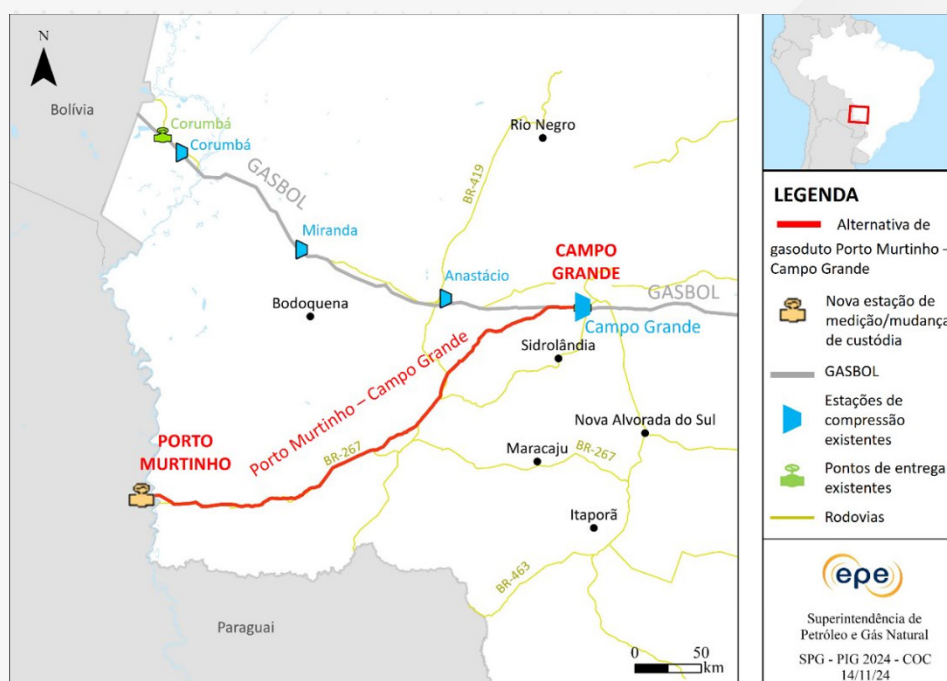
Vía Paraguay

Una de las opciones bajo análisis para ampliar el acceso brasileño al gas natural argentino implica la construcción de un gasoducto propuesto por el gobierno paraguayo. El proyecto, actualmente en fase preliminar, prevé la conexión entre la provincia de Salta (Argentina) y Carmelo Peralta (Paraguay), en la frontera con Brasil, en las proximidades del municipio de Porto Murтинho/MS.

La propuesta paraguaya considera el uso de la franja de servidumbre del Corredor Bioceánico, una ruta vial que conectará Brasil con Chile atravesando Paraguay y Argentina. La concreción del proyecto aún depende de una evaluación conjunta entre los países involucrados.

En Brasil, el tramo complementario del gasoducto interconectaría Porto Murтинho con Campo Grande, totalizando 392 km de extensión. El trazado, presentado en la Figura 19 y detallado en la subsección 4.1 del PIG 2024, atravesaría once municipios de Mato Grosso do Sul y se conectaría con la red nacional de transporte de gas vía Gasbol.

Figura 19: Mapa del gasoducto indicativo Porto Murтинho/MS – Campo Grande/MS.



Fuente: PIG, 2024 – EPE



Las estimaciones preliminares para el segmento brasileño del gasoducto indican una extensión de 392 km y un diámetro de 32 pulgadas, con capacidad de transporte de 15 MMm³/día. La inversión prevista (CAPEX) asciende a R\$ 6,1 mil millones, equivalente a US\$ 1,117 mil millones, al tipo de cambio de US\$ 1,00/R\$ 5,46, con potencial para generar cerca de 14,9 mil empleos e impactar el PIB brasileño en aproximadamente R\$ 3 mil millones.

4.3. BOLIVIA

Las autoridades bolivianas informaron que su infraestructura y su normativa regulatoria para el transporte de gas argentino hacia Brasil ya se encuentran operativas desde octubre de 2024. El transporte estaría a cargo de YPFB, con una tarifa variable entre US\$ 1,35 y US\$ 2,00/MMBtu, dependiendo del contrato (anual, semestral, volumen contratado, etc.). El precio incluye servicios de transporte, agregación y todos los impuestos. Cabe destacar que la política boliviana de priorización del abastecimiento interno se aplica exclusivamente al gas adquirido para el mercado boliviano y no al gas en tránsito.

La infraestructura permite transportar 4 MMm³/día, capacidad que puede triplicarse si existiera demanda.

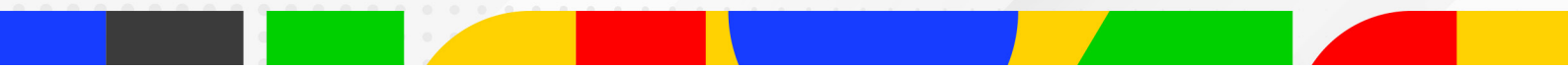
Bolivia considera conveniente que la negociación del costo de transporte entre Vaca Muerta y Bolivia sea realizada entre los tres países (Argentina, Bolivia y Brasil). El tránsito de gas por el territorio boliviano se encuadraría como importación temporaria, sin afectar el volumen, con la única excepción del gas destinado al consumo del propio sistema de transporte.

4.4. PARAGUAY

Las autoridades paraguayas señalaron que el proyecto fue declarado de interés por su gobierno, dado que el gasoducto constituiría una necesidad no solo para abastecer gas natural a sus consumidores, sino también para utilizarlo como insumo en la generación de energía eléctrica, además de ofrecer oportunidades para el desarrollo de la industria de fertilizantes. Solo en Asunción se estima una demanda potencial mínima de 3,5 MMm³/día para sustituir GLP.

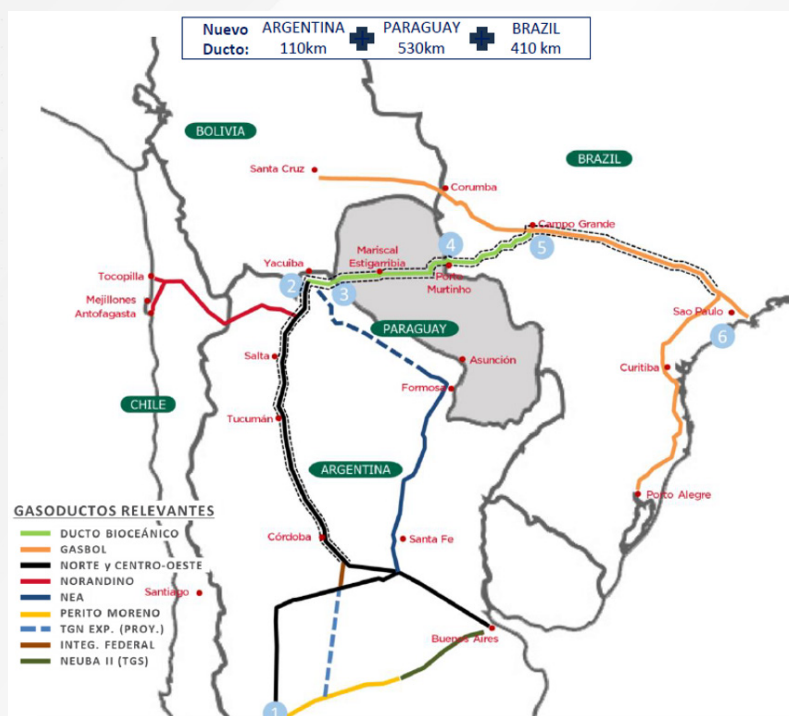
En ese marco, se presentó el proyecto de un gasoducto que correría en paralelo al Corredor Vial Bioceánico (CBV), con un recorrido total de 1.050 km (110 km en Argentina, 530 km en Paraguay y 410 km en Brasil), según la Figura 20. Se proyecta que el esquema sea gestionable en términos de inversión de capital, considerado accesible para su ejecución en el corto plazo por el sector privado, así como para el aprovechamiento potencial de infraestructura existente mediante repotenciación y reactivación vinculada a la finalización de la ruta del GNEA. En este punto, se proyecta un transporte de 30 MMm³/día, lo que permitiría descongestionar nodos en Argentina y viabilizar la interconexión considerando la seguridad de acceso a un mercado firme de gas.

La inversión total estimada asciende a US\$ 1.924 millones, de los cuales US\$ 200 millones corresponderían a la sección argentina, US\$ 971 millones a la sección paraguaya y US\$ 750 millones a la sección brasileña.



Las autoridades paraguayas plantearon la construcción de este proyecto bajo un modelo de concesión o bajo la figura de asociación público-privada, con capital privado financiando la obra y reembolso de corto plazo, complementando el esquema mediante gestiones con organismos multilaterales de crédito, como el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF). Las estimaciones incluidas

Figura 20 – Propuesta para el gasoducto del Corredor Bioceánico



Fuente: Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay

en los estudios indican un precio estimado de US\$ 10/MMBtu en São Paulo, frente a US\$ 13/MMBtu en el mercado interno brasileño actual. Esto se desprende de una segmentación de costos de producción y transporte por tramos, estimada del siguiente modo:

- Producción de gas en Neuquén: US\$ 4/MMBtu;
- Transporte de Neuquén a Campo Durán (Salta): US\$ 2/MMBtu (considerando que el sistema TGN requiere expansiones e inversiones);
- Transporte de Campo Durán a Campo Grande (Brasil): US\$ 2/MMBtu (desagregado en US\$ 0,2/MMBtu para el tramo restante en Argentina, US\$ 1/MMBtu para el tramo en Paraguay y US\$ 0,8/MMBtu para el tramo brasileño hasta Campo Grande);
- Transporte de Campo Grande a São Paulo a través del Gasbol: US\$ 2/MMBtu.

El proyecto fue calculado con una tasa interna de retorno (TIR) del 38%, lo que ampliaría el margen para reducir las tarifas de transporte y haría el precio más atractivo.



4.5. URUGUAY

La participación del gas natural en el sistema energético uruguayo es muy marginal (1%), aunque se espera cierto potencial del recurso para uso industrial. El país cuenta con una infraestructura de gas subutilizada, por lo que no requeriría nuevas obras.

El gasoducto Cruz del Sur tiene capacidad de transporte de 6,5 MMm³/día y fue construido en 2002 para abastecer industrias y residencias en el sur del país, área de mayor densidad poblacional. Su trazado incluye un tramo subfluvial de 55 km de extensión, que va desde Punta Lara (Buenos Aires) hasta Santa Ana (Colonia). Desde allí continúa por tierra por aproximadamente 145 km hasta la ciudad de Montevideo.

El gasoducto del Litoral tiene capacidad de transporte de 1 MMm³/día y fue diseñado para abastecer la planta de producción de cemento Portland de ANCAP y el consumo residencial en la ciudad de Paysandú.

Existen además otros gasoductos, como el gasoducto Casa Blanca, cerca de Paysandú, actualmente en condición no operativa; y el gasoducto construido por Gas Sayago para abastecer el gasoducto Cruz del Sur, desde Punta Yeguas, con gas natural regasificado, con el objetivo de inyectar gas hacia Argentina y atender el abastecimiento local.

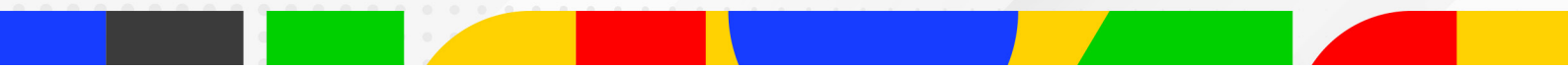
4.6. CHILE

La expansión del sistema TGN en Argentina generaría beneficios tanto para Argentina como para Chile e, indirectamente, para Brasil. En Argentina, contribuiría a resolver déficits de suministro de gas natural en el norte del país, desplazando importaciones de GNL y otros combustibles. En Chile, una mayor disponibilidad de gas en modalidad firme permitiría optimizar el mix argentino de gas natural/GNL en el norte del país, desplazando consumo de GNL y otros combustibles. En ese sentido, el fortalecimiento del Gasoducto Norte resulta crucial para la integración energética de Argentina, Chile y Brasil, permitiendo no solo la exportación de gas de Vaca Muerta hacia Chile, sino también el refuerzo general de la red y el aumento de flujos multidireccionales en la región.

Chile se abastece de gas natural a través de:

- importaciones por vía marítima en formato de GNL;
- importaciones de gas natural desde Argentina mediante gasoductos; y
- producción de gas natural en Magallanes para consumo localizado en esa región.

El consumo de gas natural en 2023 alcanzó 20 MMm³/día y, en 2024, el 55% de las importaciones se realizaron por gasoductos desde Argentina.



Chile cuenta con dos terminales de GNL:

- GNL Mejillones: en operación desde julio de 2009. Está compuesto por un tanque de 175.000 m³ de GNL y tiene una capacidad nominal de regasificación de 5,5 millones de m³/día.
- GNL Quintero (GNLQ): en operación desde junio de 2010. Posee dos tanques de 160.000 m³ (151.000 m³ líquidos) cada uno, y un tanque de contención simple con capacidad total de 14.000 m³ (10.000 m³ líquidos). Tiene una capacidad nominal de regasificación de 15 millones de m³/día.

En cuanto a su infraestructura de transporte, los gasoductos trasladan gas natural desde los terminales de regasificación mencionados y desde los puntos de importación en Argentina hacia los respectivos centros de consumo.

Los gasoductos asociados al terminal de GNL de Mejillones son: gasoducto Norandino y gasoducto Atacama (ambos conectan Chile con Argentina) y el gasoducto Taltal. El principal destino de este gas es la generación eléctrica, principalmente: subestación Tocopilla U16, subestación Mejillones, subestación Atacama y subestación Taltal. En consumo industrial, los principales destinos corresponden al sector minero (minas de Chuquicamata y Radomiro Tomic, y la empresa de litio SQM) y RESCOM (en Calama).

Los gasoductos asociados al terminal de GNL de Quintero son: gasoducto Electrogas (de Quintero a San Bernardo) y gasoducto GasAndes (de San Bernardo hacia Argentina y hacia la Región de O'Higgins). El principal destino de este gas es la generación eléctrica (por Electrogas, principalmente San Isidro y Nehuenco; y por GasAndes, principalmente Nueva Renca y Candelaria). El consumo industrial se destina principalmente a la refinería de Quintero, Ventanas, Caletones y RESCOM (Región de Valparaíso, Región Metropolitana y Región de O'Higgins).

Los gasoductos asociados a las plantas satélite de regasificación (PSR) —por ejemplo, Pemuco en la región del Biobío— incluyen el gasoducto del Pacífico, que conecta Chile con Argentina. Su principal destino es el suministro para generación eléctrica y consumo industrial, como la refinería del Biobío, CMPC y pesca, además de RESCOM (ciudades específicas en las regiones de Nuble, Biobío y Araucanía).

Por su parte, respecto de los gasoductos en la región de Magallanes, existen varios gasoductos de propiedad de ENAP asociados a la importación, producción y transporte de gas natural entre puntos de extracción, procesamiento y consumo. En materia de gasoductos internacionales, el tramo El Cóndor – A Posse se encuentra operativo.

Chile también dispone de un sistema de transporte por camiones denominado "gasoducto virtual", que conecta terminales de regasificación de GNL con plantas satélite de regasificación (PSR). Actualmente existen aproximadamente 65 PSR en el país, distribuidas desde la región de Antofagasta y la región de O'Higgins hasta la región de Los Lagos. Este esquema se vincula directamente con el consumo industrial, aunque en algunos casos se enmarca en áreas de concesión para futura distribución. El flujo de camiones de GNL alcanza aproximadamente 10 camiones/



día y el de GLP, 40 camiones/día.

En cuanto al segmento de distribución, Chile cuenta con las siguientes concesiones por empresa y región:

- Metrogas: regiones de Valparaíso, RM, O'Higgins, Los Lagos;
- GasValpo/Energás: regiones de Coquimbo (GN + H2V), Valparaíso, O'Higgins, Maule;
- Intergas: regiones de Ñuble, Biobío y Araucanía;
- GasSur: región del Biobío;
- Lipigas: regiones de Antofagasta y Los Lagos;
- Gasco Magallanes: región de Magallanes.



EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN



5. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

A continuación se consolidan las informaciones relativas a cada alternativa de interconexión, considerando las obtenidas por el Comité Técnico en las reuniones y en estudios existentes.

5.1. ARGENTINA – BOLIVIA – BRASIL

Como ya se indicó, en cualquier alternativa de exportación de gas natural desde Vaca Muerta hacia Brasil sería necesaria la expansión de la capacidad de transporte entre Tratayén y La Carlota, con una estimación de inversiones de US\$ 2,3 a 2,5 mil millones. De esa expansión, se reservarían 10 MMm³/día para el mercado interno argentino. Otros 10 MMm³/día podrían destinarse a exportación.

En esta alternativa, ese volumen se trasladaría al Gasoducto Norte, con destino a exportación vía Bolivia. En el Gasoducto Norte, sería necesaria una inversión adicional estimada en cerca de US\$ 570 millones.

Como alternativa a la ampliación del Gasoducto Norte, existe la posibilidad de completar el gasoducto GNEA (ENARSA), aunque no se presentó una estimación del monto de inversión requerido.

En principio, no habría necesidad de ampliaciones en las redes de Bolivia y Brasil para ese volumen de exportación de gas natural desde Argentina (hasta aproximadamente 12 MMm³/día).

De este modo, la estimación de inversiones se concentraría en Argentina y, para esta alternativa, se ubicaría en torno a US\$ 2,9 a 3,1 mil millones.

Cabe destacar que esta alternativa también permitiría ampliar exportaciones de gas natural hacia Chile, compartiendo el volumen exportable de 10 MMm³/día.

5.2. ARGENTINA – PARAGUAY – BRASIL

La alternativa del gasoducto del Corredor Bioceánico, presentada anteriormente, interconecta con el Gasoducto Norte en Argentina y con el Gasbol en Brasil, atravesando la región del Chaco en Paraguay, con una extensión total de 1.050 km y capacidad de 30 MMm³/día. La inversión total estimada presentada para este gasoducto es de US\$ 1,924 mil millones.

Esta alternativa requiere la expansión de la capacidad de transporte entre Tratayén y La Carlota, además de la ampliación del Gasoducto Norte, en línea con la alternativa vía Bolivia. Se destaca que el estudio de la interconexión vía Bolivia consideró una capacidad exportable de 10 MMm³/día, mientras que el gasoducto del Corredor Bioceánico consideró 30 MMm³/día.

En el Gasbol, se evalúa que no habría necesidad de ampliación.

Asimismo, la EPE realizó un estudio del gasoducto para interconectar con Paraguay

desde Porto Murtinho/MS hasta el Gasbol. La estimación de inversión de la EPE para ese tramo fue de US\$ 1,12 mil millones (con conversión al tipo de cambio US\$ 1,00/R\$ 5,46), mientras que la estimación del gobierno paraguayo para el mismo tramo fue de US\$ 750 millones.

Con base en los valores recibidos por el Comité Técnico, la estimación de inversiones para esta alternativa se ubica entre US\$ 4,8 y 5,4 mil millones.

Al igual que en la alternativa anterior, este proyecto permitiría ampliar exportaciones de gas natural hacia Chile, compartiendo el volumen exportable. En consecuencia, es posible que la capacidad exportable proyectada de 10 MMm³/día en el Gasoducto Norte deba ser reevaluada para atender expectativas de Chile, Paraguay y Brasil.

De acuerdo con TGN, aún bajo condiciones de inversión eficiente, es posible alcanzar una capacidad exportable de 20 MMm³/día en el gasoducto entre Tratayén y La Carlota. No se presentaron estimaciones para la ampliación del Gasoducto Norte que permita esa capacidad. No obstante, cabe señalar que, para ampliar el Gasoducto Norte a fin de atender 10 MMm³/día de exportación, se preveían 96 km de loop de gasoducto de 30 pulgadas. Para alcanzar 15 MMm³/día, serían necesarios 509 km de loop de gasoducto, también de 30 pulgadas, además de mayor compresión.

Existe además la propuesta presentada por ENARSA para una interconexión a partir del GNEA por una nueva ruta que pase por Asunción hasta llegar al Gasbol en Brasil o bien la finalización del GNEA hasta la provincia de Salta e interconectándolo con el gasoducto del Corredor Bioceánico. Sin embargo, no se presentaron estimaciones de inversión para estos casos, quedando pendiente un análisis más profundo de la propuesta.

5.3. ARGENTINA – URUGUAY – BRASIL

No se contó con elementos suficientes para una evaluación más precisa de la interconexión vía Uruguay. No obstante, un análisis preliminar indica que la distancia entre Montevideo (Uruguay) y Porto Alegre (Brasil) es de aproximadamente 900 km. Es posible que se requiera construir un gasoducto de ese orden de magnitud, estimándose en torno a 400 km en territorio uruguayo y 500 km en territorio brasileño, con variaciones según los puntos de origen y destino y el trazado seleccionado. Adicionalmente, sería necesaria la ampliación del gasoducto Cruz del Sur entre Argentina y Uruguay —que atraviesa el Río de la Plata— y otras infraestructuras dentro de Argentina.

5.4. ARGENTINA – BRASIL

Como ya se comentó, cualquier alternativa de exportación de gas natural desde Vaca Muerta hacia Brasil exige la expansión de la capacidad de transporte entre Tratayén y La Carlota, con una estimación de inversiones de US\$ 2,3 a 2,5 mil millones.

Adicionalmente, para la interconexión con Brasil en Uruguayana/RS, sería necesaria la ampliación del sistema TGN–TGM, con una estimación de inversión de US\$ 400

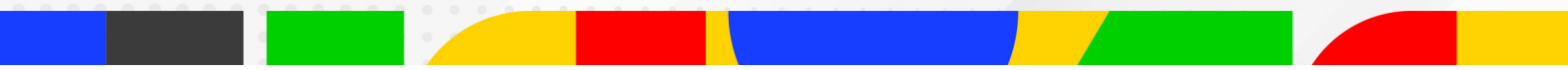


millones para alcanzar una capacidad entre 10 y 12 MMm³/día.

Del lado brasileño, la estimación para el tramo 2 del gasoducto Uruguaiana–Porto Alegre es de US\$ 1,2 mil millones según TSB, y de US\$ 1,24 mil millones (con conversión al tipo de cambio US\$ 1,00/R\$ 5,46) según EPE, con capacidad de 15 MMm³/día. Asimismo, la reversión del flujo del Gasbol —dependiendo del volumen a transportar y de la región a abastecer—, conforme los escenarios analizados por TBG, varía entre US\$ 18 millones y US\$ 737 millones (con conversión al tipo de cambio US\$ 1,00/R\$ 5,46). Cabe considerar que la EPE estimó la duplicación del tramo entre Siderópolis/SC y Porto Alegre/RS en US\$ 405 millones (con conversión al tipo de cambio US\$ 1,00/R\$ 5,46), lo que ya estaría contemplado en las estimaciones de TBG.

Con base en los valores recibidos por el Comité Técnico, la estimación de inversiones para esta alternativa se ubica entre US\$ 3,9 y 4,9 mil millones. Se destaca que, dentro de ese monto, una parte (cerca de US\$ 405 millones) correspondería a inversiones necesarias en Brasil para remover cuellos de botella actualmente existentes en el tramo sur del Gasbol, orientadas a atender demanda reprimida.

Esta alternativa también habilita el abastecimiento de una nueva región con potencial de mayor consumo de gas natural, en comparación con la alternativa del trazado entre Porto Murtinho/MS y el Gasbol.



CUESTIONES

REGULATORIAS Y

COMERCIALES





6. CUESTIONES REGULATORIAS Y COMERCIALES

En las reuniones del Comité Técnico, los agentes del sector presentaron sus perspectivas sobre las relaciones comerciales entre Brasil y Argentina en el mercado de gas natural, incluyendo los desafíos regulatorios y comerciales identificados, además de la necesidad de infraestructura ya considerada en la sección anterior.

6.1. CUESTIONES PLANTEADAS EN LAS REUNIONES DEL COMITÉ TÉCNICO CON LOS AGENTES DEL SECTOR

Los principales aspectos señalados por los agentes del sector fueron: el potencial para establecer asociaciones comerciales de importación y exportación, los elementos ya consolidados de esa realidad y los desafíos que deben enfrentarse en el corto y mediano plazo para establecer y ampliar dichas relaciones comerciales.

Estos planteos pueden resumirse en los siguientes ejes:

1. Tarifa de transporte y precio mínimo de exportación de gas natural en la Argentina:

a. la definición de un precio mínimo de exportación del gas argentino reduce su competitividad en el mercado brasileño;

b. el "apilamiento" de tarifas de transporte y tasas en la cadena de exportación hasta su llegada a Brasil encarece el gas argentino;

c. los precios relativamente más elevados del gas provisto bajo modalidad interrumpible, en comparación con la modalidad firme, dificultan el ingreso al mercado brasileño en el momento actual, en operaciones spot;

d. en el servicio de transporte, aun cuando se contrate bajo modalidad interrumpible sobre capacidad ociosa (aquella que ya está contratada por otro cargador pero que, temporalmente, no está siendo utilizada), la tarifa resulta más alta, perjudicando el aprovechamiento de la infraestructura existente.

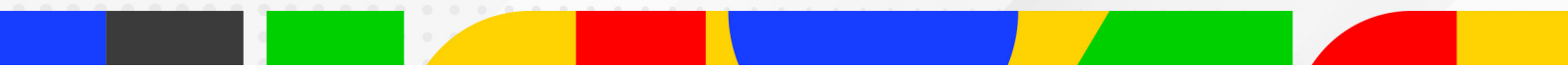
2. Tasas y tributos en la comercialización de gas natural entre los países:

a. en Brasil, el gas proveniente de Argentina está sujeto a PIS/Pasep y Cofins (tributos federales brasileños), mientras que el gas boliviano y el GNL importado no están sujetos a dichos tributos, esquema que perjudica la competitividad del gas argentino en el mercado brasileño;

b. el cobro del derecho de exportación (retenciones) agrega un costo al precio del gas natural exportado hacia Brasil;

3. Contratos firmes de largo plazo:

a. la estacionalidad de la disponibilidad de capacidad en las infraestructuras de transporte en Argentina limita la posibilidad de exportar gas natural hacia Brasil en mayores volúmenes y en base firme;



b. la falta de contratos firmes de largo plazo inviabiliza nuevas inversiones en infraestructura por ausencia de garantías;

c. la restricción en la regulación argentina para celebrar contratos de suministro firme con estacionalidad en los volúmenes impide el establecimiento de contratos de largo plazo dadas las oscilaciones del potencial exportador de Argentina;

d. necesidad de establecer garantías jurídicas y financieras para viabilizar contratos de largo plazo;

4. Desafíos de interoperabilidad:

a. la incompatibilidad de los horarios operativos entre los mercados de los tres países genera mayor complejidad logística, especialmente para operaciones de oportunidad;

b. la imposibilidad de que las transportistas presten servicios de almacenamiento torna el sistema de transporte menos flexible;

c. las especificaciones de calidad varían entre los sistemas de transporte (Argentina, Bolivia y Brasil), exigiendo armonización y garantías de calidad para evitar paradas o penalidades.

6.2. REGÍMENES REGULATORIOS PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

En la República Argentina, el transporte de gas natural se encuadra en dos regímenes regulatorios diferentes.

El primero, instituido por la Ley 24.076 —que regula el servicio público de transporte y distribución local, considerado un monopolio natural—, prevé tarifas determinadas por ENARGAS y una infraestructura operada mayoritariamente por empresas privadas bajo el régimen de licencia de transporte. En este esquema, ENARGAS regula los aspectos técnicos de proyecto, construcción, operación y mantenimiento de nueva infraestructura, así como la expansión de la infraestructura existente.

Los precios mínimos asociados a los mercados de exportación de gas vigentes actualmente —y mientras se mantengan en vigor las condiciones del Plan Gas. AR— rigen hasta 2028 y son fijados por el Estado Nacional en el marco del referido plan. En ese sentido, dichos precios mínimos se mantienen en pie de igualdad con los establecidos para el mercado interno, también vigentes hasta 2028, y aplican únicamente a productores incluidos en el Plan Gas.AR. Los productores que deseen exportar fuera de los cupos establecidos por el Plan Gas.AR tienen libertad de venta y de contratación, sin restricciones ni intervención estatal.

El segundo régimen está previsto en la Ley 17.319, modificada por la Ley 27.742 (Ley de Bases), y se aplica a gasoductos vinculados a la producción, cuya construcción



y operación pueden ser realizadas por inversores privados. En estos casos, la infraestructura no está sujeta a un régimen tarifario ni al acceso abierto, y las tarifas de transporte se determinan libremente entre las partes. Gasoductos como el GPM (Gasoducto Perito Moreno), el GNEA (Gasoducto del Noreste Argentino), el gasoducto Mercedes-Cardales, La Carlota-Tío Pujio y el GIJA (Gasoducto de Integración Juana Azurduy) son administrados por ENARSA.

En las distintas reuniones se discutieron los problemas actuales del sistema tarifario previsto en el marco regulatorio del sistema de transporte del norte, que operará en sentido inverso al flujo original como resultado de la disponibilidad de gas natural proveniente de la cuenca de Neuquén (formación Vaca Muerta).

Las tarifas de transporte destinadas a exportación bajo modalidad interrumpible, de acuerdo con el Decreto 689/2002, se encuentran disponibles en los sitios web de las transportistas. En el caso de TGN, las tarifas de transporte de exportación están disponibles en <https://www.tgn.com.ar/tarifas-concursos/tarifas/exportacion/>. En el caso de TGS, las tarifas de exportación para el segundo semestre de 2025 están disponibles en https://www.tgs.com.ar/gestion_documentos/files/esp/transporte/Tarifas%20de%20exportaci%C3%B3n/2025/WEB-merc-exp-2sem2025_F.pdf.

Por otro lado, los gasoductos administrados por ENARSA bajo el régimen de la Ley 17.319 (GPM, GNEA y GIJA) no poseen tarifa regulada de exportación. En ese caso, estarían sujetos a tarifas negociadas libremente entre las partes.

En relación con las tarifas de transporte hacia el norte de Argentina, dadas las obras de reversión del gasoducto, TGN informó que aún no se encuentran fijadas y que deberían ser determinadas por ENARGAS en breve.

Se estima que el costo total de transporte desde Tratayén hasta Campo Durán, es decir, la ruta Tratayén-La Carlota-Tío Pujio-Campo Durán, sería de aproximadamente US\$ 2,70-2,75/MMBtu, sin considerar las obras adicionales que deberían realizarse en los sistemas existentes. A ello debe sumarse una tarifa aproximada de US\$ 0,14/MMBtu por el uso del GIJA (Gasoducto de Integración Juana Azurduy), y otro pago asociado a las obras de reversión del Gasoducto Norte (GN), que variaría entre US\$ 0,20 y 0,78/MMBtu.

Sin perjuicio de lo expuesto, es importante destacar —como se indicó en los párrafos anteriores— que mediante la Ley 27.742 Argentina desreguló la actividad de transporte de gas natural a través del mecanismo de "autorización de transporte". Este mecanismo permite obtener una autorización cuyas características principales pueden resumirse de la siguiente forma:



1. Cualquier entidad pública o privada puede obtener una autorización de transporte sin ser productora de gas natural ni concesionaria de un área o yacimiento productor.
2. El proyecto presentado en este marco puede destinar el gas natural transportado al abastecimiento del sistema local en su conjunto o a un uso exclusivo y dedicado. En este último caso, por no revestir las características de un prestador de servicio público, su acceso es restringido y no está sujeto a las normas locales de seguridad de abastecimiento interno.
3. Para los supuestos previstos en la segunda opción del punto anterior, no se aplican tarifas de transporte reguladas, dado que —como ya se señaló— no se trata de sistemas que presten un servicio público.
4. Además, el período de autorización no tiene un plazo determinado, a fin de promover e incentivar la inversión privada en este tipo de proyectos.
5. Por último, cabe destacar que estos proyectos pueden ser elegibles para el régimen de promoción e incentivos denominado RIGI, previsto en la Ley 27.742.

6.3. TARIFA DE TRANSPORTE EN BRASIL

La actividad de transporte de gas natural en Brasil está regulada por la Ley N.º 14.134, del 8 de abril de 2021, conocida como Ley del Gas. La norma adoptó el modelo de separación completa (ownership unbundling) entre la actividad de transporte y las demás actividades competitivas de la industria del gas natural. De este modo, los cargadores no pueden mantener vínculos societarios con los transportistas. Para aquellos transportistas integrados verticalmente a la fecha de publicación de la ley, se permitió someterse a un proceso de certificación de independencia, a ser emitida por la ANP.

El acceso al sistema de transporte está regulado y garantizado a todos los interesados, en condiciones de igualdad y sin discriminación. Las tarifas de transporte son propuestas por los transportistas y aprobadas por la ANP. La ley también prevé la adopción del modelo de contratación del servicio de transporte por entrada y salida, de manera independiente entre sí.

En la malla integrada de gasoductos de transporte en Brasil ya se implementó el sistema de contratación por entrada y salida por transportista. En la configuración actual, la malla de cada transportista constituye un área de mercado de capacidad, aunque se encuentre interconectada con otras. En las interconexiones entre áreas de mercado de capacidad se cobra una tarifa de interconexión, de menor valor que las tarifas de entrada y de salida. Una de las directrices de la política pública sectorial es concretar, con celeridad, la fusión de las áreas de mercado de capacidad, a fin de desarrollar un sistema integrado de transporte de hecho, como ocurría anteriormente bajo la gestión de Petrobras.

Se estima que la tarifa media de transporte en Brasil es del orden de US\$ 2,00/ MMBtu. No obstante, la tarifa efectiva depende del punto de entrada, del punto de



salida y de eventuales interconexiones entre áreas de mercado de capacidad.

Actualmente se encuentra en curso el proceso de revisión tarifaria de los cinco transportistas para el ciclo 2026–2030: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>. El proceso incluye propuestas de valoración de la Base Regulatoria de Activos (BRA). En paralelo, se desarrolla el proceso de contratación de energía eléctrica bajo la modalidad de reserva de capacidad, en forma de potencia, incluyendo centrales termoeléctricas a gas natural. La Portaria de Directrices y Sistemática del Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2026 —centrales termoeléctricas a gas natural, carbón mineral y centrales hidroeléctricas (UHE)— fue publicada el 24/10/2025 (Portaria Normativa MME N.º 118, de 23/10/2025) y contempla centrales termoeléctricas conectadas al sistema de transporte. La participación de dichas centrales impactará en el cálculo de la tarifa de transporte.

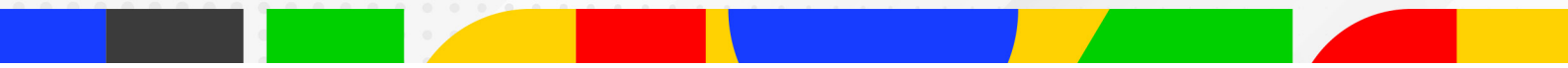
Asimismo, como una de las directrices del programa Gas para Emplear, se discute la definición de una tarifa de transporte "postal", en la que la tarifa de entrada y la de salida sean iguales, con independencia de su localización, a fin de evitar discrepancias regionales derivadas de tarifas por localización. En ese marco, también se debate el mecanismo de transferencia de ingresos entre transportistas para compensar las diferencias de recaudación que resulten de la tarifa postal. Una vez implementada, la tarifa de entrada será la misma en cualquier punto de frontera dentro del sistema integrado de transporte de gas natural.

6.4. TARIFA PARA EXPORTACIÓN EN ARGENTINA Y TRIBUTOS PARA IMPORTACIÓN EN BRASIL

En Argentina, la exportación de gas natural está sujeta al derecho de exportación, con una alícuota del 8% (retenciones), cuya aplicación se indicaría en conformidad con el Código Aduanero del MERCOSUR. Los agentes del sector señalaron el costo adicional que ello incorpora al precio del gas natural, reduciendo su competitividad en el mercado brasileño. No obstante, en este momento no se vislumbra una posibilidad de reducción de dicha alícuota en Argentina.

En relación con la tributación en Brasil, los agentes del sector destacaron la incidencia del PIS/Pasep y de la Cofins sobre la importación del gas natural procedente de Argentina. En el caso de la importación desde Bolivia, en observancia del Decreto N.º 681, del 11 de noviembre de 1992, que dispone la ejecución del Acuerdo de Alcance Parcial sobre Promoción del Comercio entre Brasil y Bolivia (suministro de gas natural), el gas boliviano está exento de PIS/Pasep y Cofins, criterio ratificado por la Secretaría de la Receita Federal del Ministerio de Hacienda, conforme el art. 2.º del Acto Declaratorio Interpretativo N.º 21, de 28 de julio de 2004. Además, la Ley N.º 10.865, de 30 de abril de 2004, en su art. 16, § 1.º, prevé el derecho a créditos de PIS/Pasep y Cofins para ese caso. Cabe destacar también que la Ley N.º 10.865/2004 establece alícuota cero para la importación de GNL.

El PIS/Pasep y la Cofins inciden sobre las operaciones internas de gas natural y son no acumulativos. De este modo, el pago de PIS/Pasep y Cofins en la importación genera créditos para las operaciones internas. Sin embargo, en el caso del gas boliviano, además de existir exención en la incidencia de PIS/Pasep y Cofins en





la importación, existe derecho a créditos, lo que configura una ventaja tributaria frente al gas natural de otras procedencias, en particular el argentino.

6.5. CONTRATOS DE LARGO PLAZO

Para respaldar las inversiones en gasoductos de transporte en Argentina — esenciales para ampliar la capacidad de exportación de gas natural—, los agentes del sector indicaron la necesidad de celebrar contratos de suministro firme de gas natural de largo plazo. Sin embargo, por involucrar incertidumbres, riesgos y cuestiones vinculadas a garantías financieras, existen dificultades para concretar este tipo de contratos. Las incertidumbres abarcan, inclusive, riesgos de cambios legislativos en los países y riesgos de disponibilidad de gas natural por factores exógenos durante la vigencia contractual, con posibilidad de frustración del suministro en algún momento.

También se formularon comentarios sobre la inviabilidad de suscribir contratos de suministro firme con estacionalidad de volúmenes, lo que impide conciliar la contratación con la disponibilidad de capacidad de infraestructura en el corto plazo, quedando como alternativa principal la modalidad interrumpible, con precios mínimos de exportación más elevados.

6.6. INTEROPERABILIDAD DEL TRANSPORTE ENTRE LOS PAÍSES

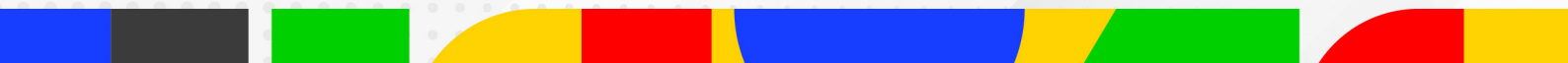
El gas natural se caracteriza por su miscibilidad y, una vez inyectado en el sistema de transporte, resulta inviable su separación por origen. En consecuencia, para que pueda transitar de un sistema de transporte de un país a otro, es necesario que su especificación sea uniforme.

En el mismo sentido, el horario de cómputo del "día operativo" de los transportistas debe ser el mismo, a efectos de la determinación de los volúmenes transportados en las interconexiones.

En Brasil, la especificación del gas natural es establecida por la ANP mediante la Resolución ANP N.º 982, de 21 de mayo de 2025. En el sistema de transporte integrado brasileño, el gas natural debe cumplir, entre otros, con las siguientes especificaciones:

- poder calorífico superior (PCS) entre 35.000 y 43.000 kJ/m³;
- índice de Wobbe entre 46.500 y 53.500 kJ/m³;
- contenido mínimo de metano de 85% molar;
- contenido máximo de etano de 12% molar;
- contenido máximo de propano de 6% molar;
- contenido máximo de butano y demás hidrocarburos pesados de 3% molar.

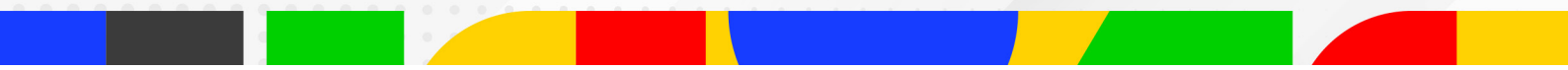
La tarifa de transporte se establece en R\$/MMBtu y las contrataciones se realizan





por capacidad, en m³/día.

El día operativo en el sistema de transporte en Brasil se inicia a las 00:00, GMT-3. En Argentina, el día operativo se inicia a las 06:00, GMT-3. En Bolivia, también a las 06:00, pero con huso horario GMT-4.



CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS





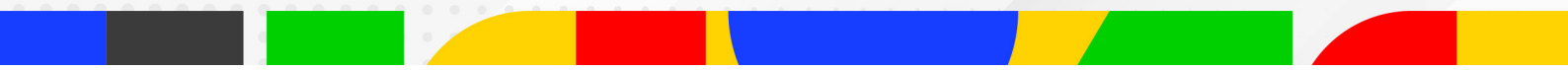
7. CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

Como resultado de las reuniones del Comité Técnico y de las extensas rondas de consultas realizadas con actores públicos y privados vinculados a las exportaciones de gas natural desde Argentina hacia Brasil, surgen las siguientes conclusiones:

- Los precios mínimos para la exportación de gas natural desde la República Argentina se determinan en el marco de los cupos establecidos por el Plan Gas.AR <http://gas.ar/> y son fijados por el Gobierno Federal. Actualmente, el precio mínimo corresponde al mayor valor entre un porcentaje del petróleo Brent y el precio del mercado interno. La vigencia de este esquema se extiende hasta finales de 2028. En consecuencia, a partir de 2029 productores y compradores de gas natural podrán negociar y fijar precios libremente.
- Argentina ya indicó que, a partir de 2026, el precio mínimo de exportación será igual al precio interno, sin quedar vinculado al porcentaje del petróleo Brent.
- El yacimiento de Vaca Muerta tiene el potencial necesario para abastecer la demanda de gas natural del Cono Sur por más de 50 años, a un costo de producción competitivo.
- Para suministrar gas natural en modalidad firme a los países vecinos y, en particular, a Brasil (sea a través de Bolivia, Paraguay o Uruguay), resulta imprescindible ejecutar un nuevo gasoducto de transporte entre Neuquén (Tratayén y/o a partir de un punto del Gasoducto Perito Moreno) y La Carlota, además de otras ampliaciones. Se estima, en el mejor de los escenarios, un plazo mínimo de planificación y construcción de aproximadamente dos años a partir de la firma de los contratos.
- El financiamiento de gasoductos y expansiones requiere contratos firmes de transporte y de suministro entre productores en Argentina y demanda en Brasil por 10 o más años, bajo modalidad firme.
- La toma de decisiones de inversión en infraestructura del sector gas natural difiere entre países, siendo, por ejemplo, predominantemente impulsada por agentes privados en Argentina y por planificación centralizada en Brasil. Por ello, se requiere coordinación entre los países para orientar la selección de las alternativas más convenientes para su implementación, considerando un precio competitivo para los consumidores finales de gas natural.

Para sustentar la decisión sobre la implementación de alternativas es necesario profundizar los estudios de cada opción, a fin de evaluar con mayor precisión los costos de infraestructura, las estimaciones de tarifas de transporte y las proyecciones de oferta y demanda de gas natural.

Asimismo, para avanzar en la implementación de proyectos de integración gasífera, reducir incertidumbres y mejorar la competitividad del gas argentino en Brasil, se recomienda que las siguientes cuestiones técnicas sean estudiadas y definidas en



el ámbito de la Comisión de Integración Eléctrica y Gasífera (CIEG) del Subgrupo de Trabajo (SGT) N.º 9 —Energía— del MERCOSUR:

- Reglas uniformes de despacho de transporte de gas, compatibles entre los sistemas de Argentina, Brasil y demás países involucrados;
- Estándares de calidad del gas compatibles con todos los gasoductos de integración regional;
- Definición de la gestión de restricciones de gas y de transporte;
- Definición de las garantías a ofrecer por los países de tránsito;
- Definición de nuevas tarifas de transporte para todos los sistemas involucrados en la integración (sistema de entrada y salida y consideraciones vinculadas a exportación);
- Garantías de sostenibilidad de los reglamentos y acuerdos entre países, y del régimen de solución de controversias;
- Estabilidad regulatoria entre los países alcanzados por la importación y exportación de gas en sus distintas modalidades.

Otras cuestiones que pueden ser evaluadas por el GTB son:

- Definición y compromiso respecto de la estabilidad de eventuales derechos de exportación;
- GNL como alternativa complementaria que aporta flexibilidad y seguridad de abastecimiento al sistema;
- Libertad para la negociación de acuerdos de importación y exportación entre partes privadas;
- Igualdad de tratamiento tributario en Brasil para el gas natural originario de Bolivia y de Argentina.

Por lo tanto, se recomienda la prórroga de los trabajos del GTB por 180 días adicionales, a fin de permitir la realización de estudios más profundos, involucrando, de ser necesario, a representantes de otros países y a agentes privados interesados.



Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto
República Argentina

Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

MINISTERIO DE
RELACIONES
EXTERIORES

MINISTERIO DE
MINAS Y ENERGÍA

