



Proyecto Regional de Integración Gasífera de los países del MERCOSUR y Chile

Fase V

olacde



BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

El Proyecto de Integración Energética y Gasífera Regional se confirmó durante la IX Semana de la Energía

Acuerdo en la LIII Reunión de Ministros (Montevideo, 2023):

Los países acordaron avanzar en la integración gasífera regional, priorizando acciones coordinadas en el marco del Mercosur.

Hoja de Ruta del SGT-9 (Mercosur):

El Subgrupo de Trabajo N°9 "Energía" definió como prioridad (2021-2024) fortalecer la integración eléctrica y gasífera, incluyendo un estudio técnico con OLACDE para Mercosur, Bolivia y Chile.

Financiamiento CAF (2024):

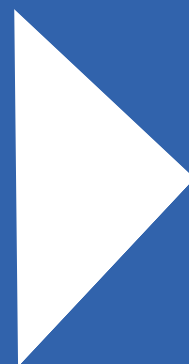
Aprobación de recursos (Resolución PE No. 1260/2024) para el Proyecto CAF-PPI Integración Gasífera Mercosur, solicitado por Paraguay en representación de los países miembros.

Alianza OLACDE-CAF (Octubre 2024):

Firman convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable durante la IX Semana de la Energía (Asunción) para impulsar la integración energética en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile con el objetivo contribuir a la transición energética justa a partir del aprovechamiento de los recursos gasíferos mediante la optimización y expansión de la infraestructura de transporte de gas natural

El objetivo del Proyecto es desarrollar un enfoque actualizado de la integración que brinde una base sólida para la toma de decisiones y la adecuación regulatoria

- Desarrollar un enfoque actualizado sobre los potenciales beneficios de la integración energética regional, con foco en el rol que podría jugar el gas natural en dicho proceso.
- Estudiar cambios en las tendencias en la producción de gas en la región, la configuración de la infraestructura de importación y transporte de gas natural y GNL, y el desarrollo tendencial y potencial de la demanda de gas natural.



Brindar a los países de la región, así como al sector privado, una base sólida de análisis para la toma de decisiones informadas en el ámbito energético, que podría alcanzar cuestiones tales como la actualización de los marcos regulatorios, el desarrollo de nueva infraestructura, la definición de políticas energéticas, o la evaluación de nuevos proyectos productivos intensivos en gas natural.

El Proyecto cuenta con un enfoque participativo de los puntos focales de cada país coordinado por el equipo de OLACDE

Metodología de trabajo

Enfoque Participativo

El estudio está siendo abordado a partir de un enfoque participativo, involucrando activamente a todos los países en el proceso.

Puntos Focales + OLACDE

Cada uno de los países designó puntos focales para el proyecto. Los puntos focales aportan información, bibliografía, y estudios al equipo técnico de OLACDE; participan de reuniones presenciales en las que se discuten los resultados alcanzados por el equipo técnico; realizan comentarios y validan la producción final en cada etapa del trabajo.

Diálogo y validación

Esta metodología apunta a construir resultados validados paso a paso por todos los participantes, construir instancias de diálogo multilateral frecuente entre autoridades competentes en materia de integración regional, y alcanzar resultados que se adapten a las necesidades, objetivos y particularidades de cada país.

El Proyecto cuenta con cinco fases

Fase I

Revisión
Bibliográfica:
justificación
del estudio

Consolidación
Recursos,
Reservas,
Producción

Revisión
Planeamiento y
Transición
Energética

Consolidación
Infraestructura

Fase II

Proyección de
Oferta

Proyección
de demanda.

Proyectos de
ampliación de
infraestructura

Fase III

Línea de Base
Regulatoria y
propuestas para
optimización

Fase IV

Modelado de la
red actual y
ampliaciones.
Disponibilidad
de gas por
nodo.
Estimación de
precios por
nodo.

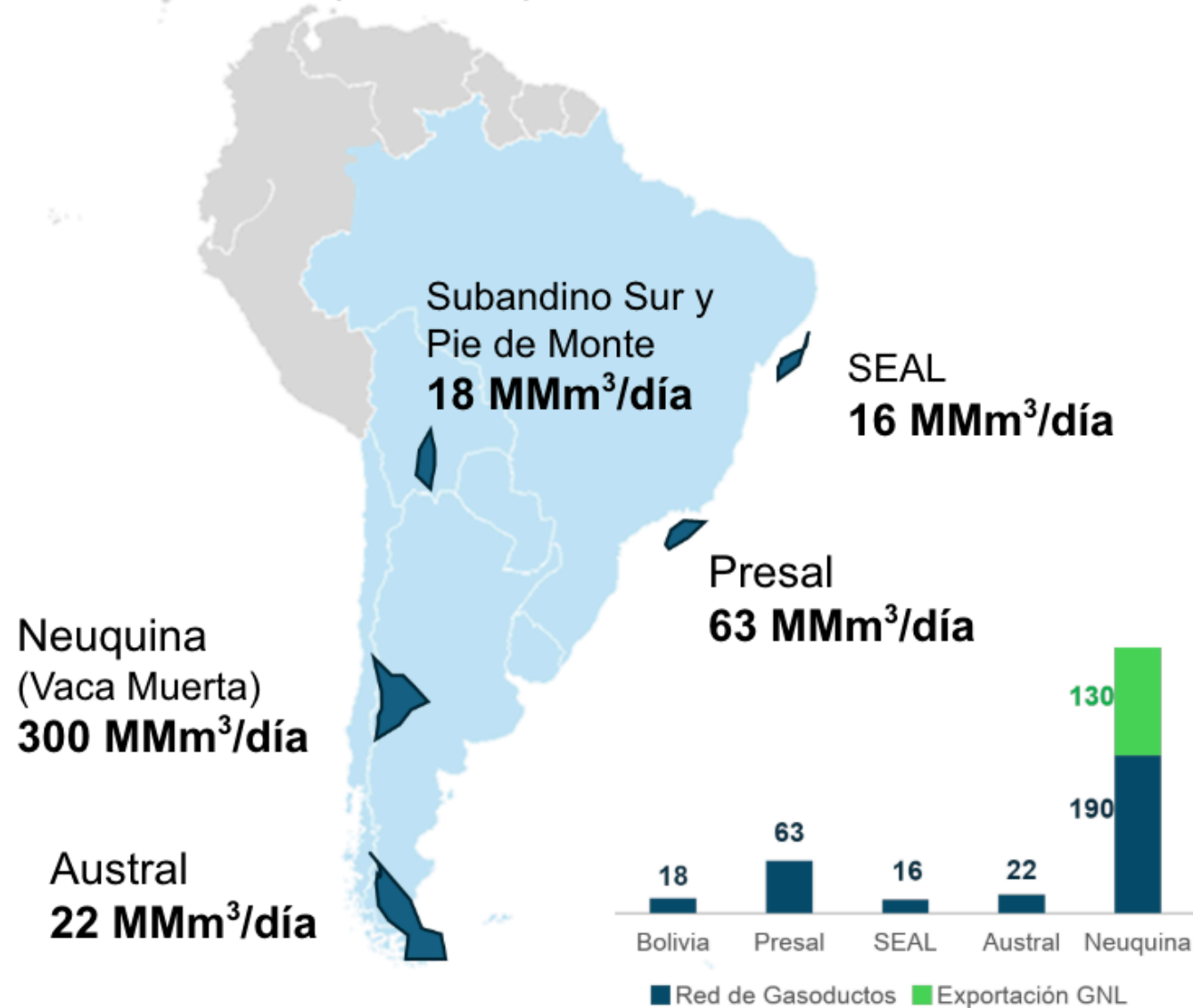
Fase V

Perfiles de
proyectos de
inversión

Evaluación
multidimension
al de
alternativas de
integración
gasífera regional

La región cuenta con gas muy competitivo a nivel global, y enfrenta el desafío de profundizar la integración para aprovecharlo

Producción proyectada principales cuencas de la región
año 2030 (MMm³/día)

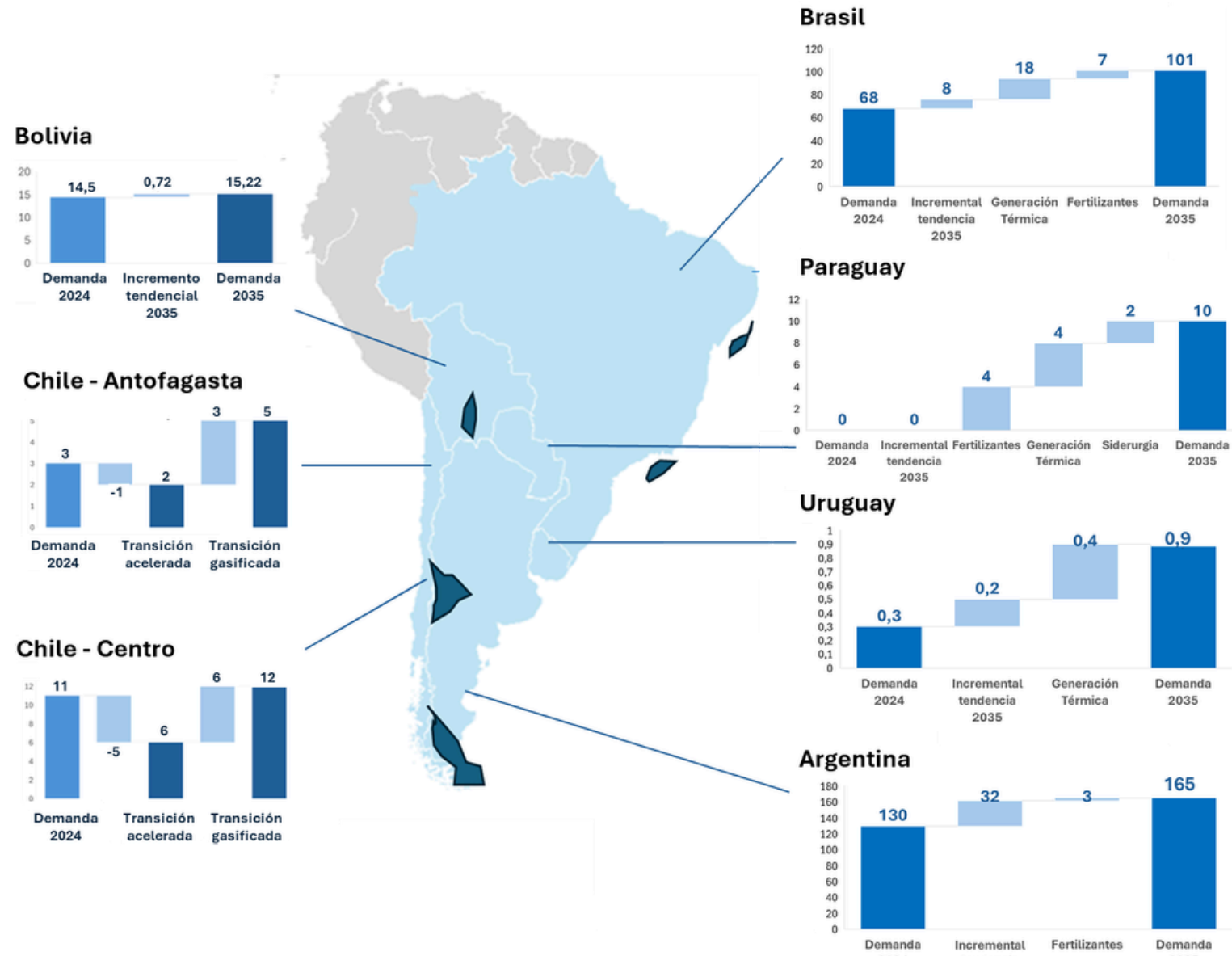


Consideraciones:

- Las cuencas con mayor perspectiva de crecimiento en la región son la Cuenca Neuquina y las Cuencas de Campos y Santos, en Presal.
- La producción en Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, a partir del desarrollo del sistema de transporte troncal podría alcanzar un nivel de inyección en el sistema de transporte de entre 170 y 190 MMm³/día, a lo que se sumaría la producción de 130 MMm³/día para la exportación de GNL.
- Presal alcanzaría los 63 MMm³/día al completar la capacidad de Rota 3, y mediante el desarrollo de Raia.
- También se espera la incorporación de la producción de Sergipe Aguas Profundas, en la Cuenca de Sergipe-Alagoas (SEAL), aportando 16 MMm³/día.
- La Cuenca Austral en Argentina, y las Cuencas Subandino Sur y Pie de Monte en Bolivia presentan una perspectiva declinante hacia 2030.
- Con una demanda potencial en un escenario base del orden de los 250 MMm³/día para 2030, y una oferta regional que podría ubicarse por sobre los 300 MMm³/día en base a proyectos en carpeta, la región cuenta con potencial suministro para atender demanda con recursos propios y muy competitivos.

El gas podría acompañar los procesos de transición energética aportando firmeza, e impulsar el desarrollo industrial.

Demanda actual y proyectada a 2035 (MMm3/día)



Consideraciones:

- La demanda tendencial de gas natural presenta una tendencia creciente, pero moderada
- Los proyectos de producción de fertilizantes podrían generar incrementos adicionales de la demanda de gas natural, que traccionen la integración.
- La generación térmica en Brasil podría aportar demanda, pero la naturaleza del sistema brasileño, con fuerte participación hidro, torna esa demanda volátil.
- La incertidumbre regulatoria en relación al rol del gas natural en la transición energética se presenta como un obstáculo para el desarrollo de inversiones.

En un mercado internacional convulsionado, la disponibilidad de gas local permitiría mitigar los impactos de los shocks externos

Precios internacionales de petróleo y gas (USD/bbl y USD/MMBTU)



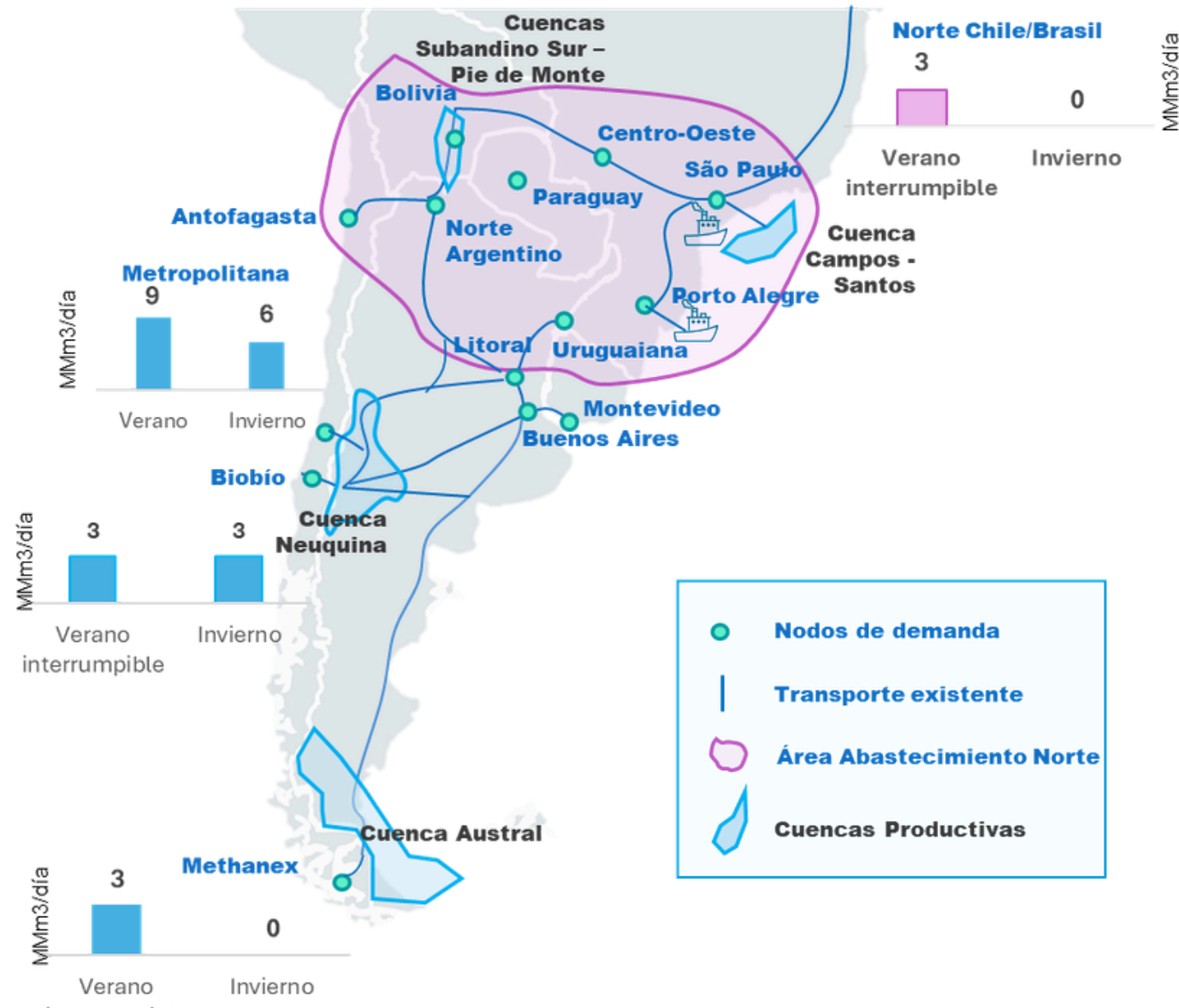
Consideraciones:

- En los últimos años el mercado internacional de combustibles experimentó una serie de conflictos recurrentes, que involucraron a la mayor parte de los productores líderes de petróleo y gas (EE.UU., Rusia, Qatar, Irán, Arabia Saudita, etc).
- Las restricciones a la oferta por parte de proveedores fundamentales del mercado global genera saltos significativos en los niveles de precios, afectando a los países importadores de energía.
- Los países de la región importan normalmente GNL (Argentina, Chile, Brasil), GLP y volúmenes significativos de derivados del petróleo para el abastecimiento de sus mercados locales.

El desarrollo de la infraestructura de transporte en la región permitiría el establecimiento de mecanismos de precios basados en costos regionales de producción, reduciendo la exposición a shocks de precios internacionales.

El aprovechamiento de los recursos enfrenta restricciones en la infraestructura de integración regional disponible

Disponibilidad de gas de la Cuenca Neuquina en los principales mercados de la región (MMm3/día)

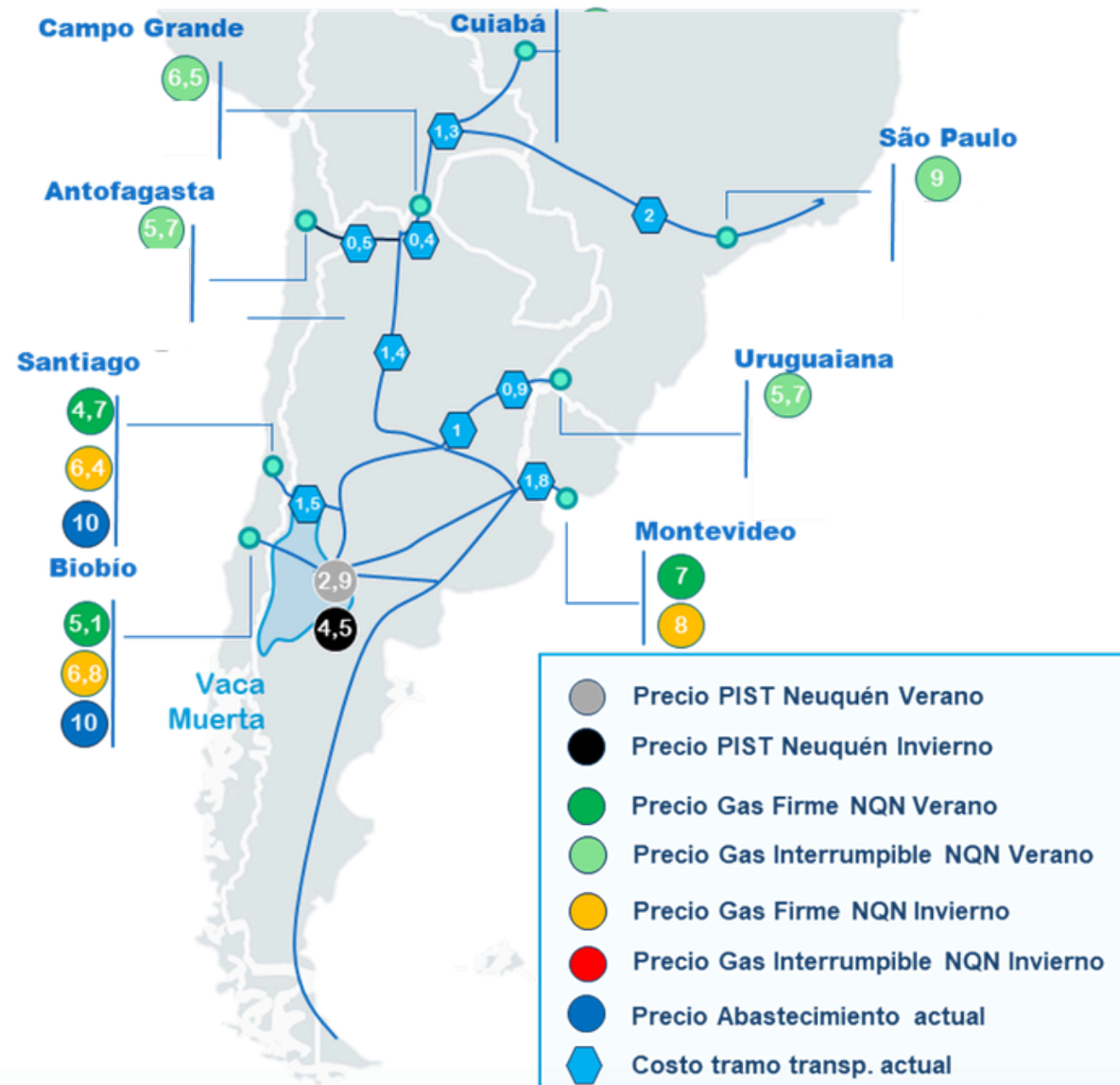


Consideraciones:

- La disponibilidad de gas de la Cuenca Neuquina es limitada y presenta importantes variaciones estacionales en la mayor parte de los mercados de la región:
 - Buenos Aires: insuficiente durante el período mayo-septiembre
 - Litoral-Centro-Noroeste: insuficiente durante mayo-septiembre y durante los picos de verano.
 - Metropolitana de Santiago: limitado a 9 MMm3/día en verano y a 6 MMm3/día en invierno.
 - Antofagasta / Brasil (SP) / Brasil (Uruguaiiana): limitado a estacional interrumpible durante el período estival.
 - Magallanes: limitada a 3 MMm3/día estivales.
 - Bío-Bio: no presenta restricciones.
- La disponibilidad de gas de Presal es nula en la región Centro-Oeste (hoy atendida por Bolivia).

Las rutas existentes no son suficientes, y la competitividad en los mercados de destino es ajustada

Costos del gas Cuenca Neuquina en city gate con precios mínimos Plan Gas y retenciones 8% a las exportaciones.



Consideraciones:

- Hasta fines de 2028 los precios mínimos de exportación para Argentina estarán definidos en línea con PlanGasAR. Estos precios son competitivos para parámetros globales, pero inferiores a lo que podrían ser precios de mercado libremente pautados para exportaciones planas.
- Los precios del gas PIST al ser afectados por retenciones pierden algo de competitividad.
- Los costos de transporte amortizado en todas las rutas (a excepción de la reversión del gasoducto norte), mejoran el perfil de competitividad, aunque como se detalla más adelante, podrían ajustarse.
- Las distancias y la sumatoria de rutas de transporte resulta en un precio de gas que cuya competitividad en city gate de destino es muy ajustada. Esto en una condición del sistema de transporte que no permite exportaciones firmes (a excepción de región Metropolitana de Santiago y Concepción).

El aprovechamiento de los recursos requiere consolidar y reforzar rutas existentes y desarrollar nuevas rutas regionales

Obras de infraestructura requeridas para consolidar rutas regionales



Consideraciones:

- La cuenca productiva con mayor potencial de despliegue para atender el mercado regional es la Cuenca Neuquina, en Argentina.
- Sin embargo, la disponibilidad actual de gas de Vaca Muerta en los principales mercados regionales, se encuentra sensiblemente limitada por la insuficiente infraestructura de transporte.
- La disponibilidad de transporte firme en los principales mercados regionales requiere obras de infraestructura importantes.
- La principales obras requeridas en Argentina apuntan a incrementar la capacidad de evacuación de la Cuenca Neuquina, aportando mayores volúmenes al AMBA y Litoral; incrementar la capacidad de reversión del Gasoducto Norte para disponer de volúmenes en firme en Bolivia/Paraguay/Brasil.
- Paraguay para integrar el gas a su matriz requeriría el Gasoducto Bi-oceánico.
- Brasil para lograr el abastecimiento con gas nacional en la región Centro-Oeste requiere obras para ampliar la llegada de gas de Presal, y para recibir gas argentino en Porto Alegre debe construir Uruguaiana-Porto Alegre y revertir y ampliar los flujos desde Porto Alegre a San Pablo.
- Alternativamente, alguno de esos mercados podría ser atendido con oferta de GNL de los proyectos en desarrollo en Argentina.

Las inversiones requeridas para avanzar en la construcción de un mercado regional son muy importantes

Obras de infraestructura requeridas para consolidar rutas regionales



Consideraciones:

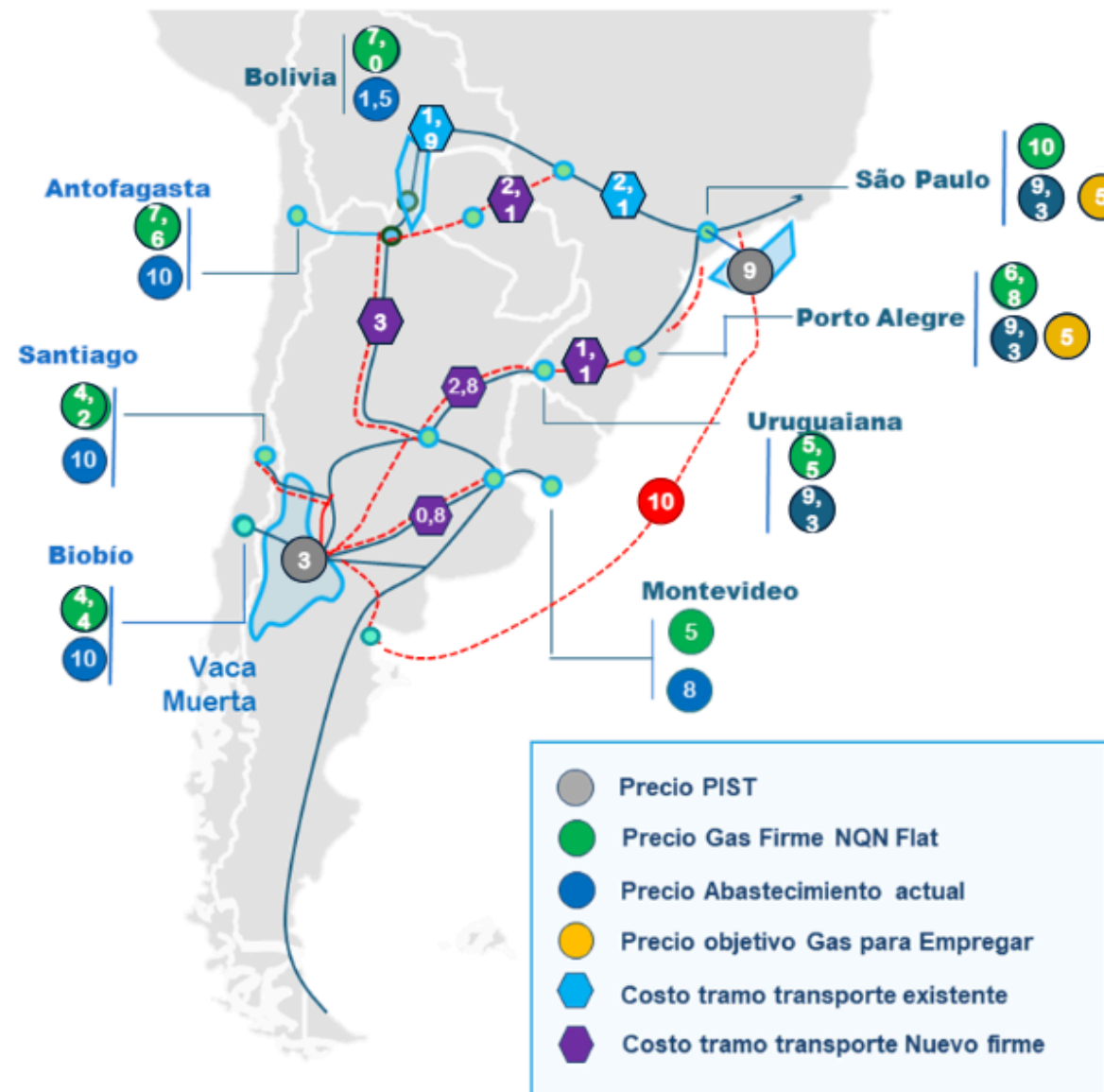
- Tratayén – La Carlota Etapa 1: USD 2.000 MM
- Tratayén – La Carlota Etapa 2: USD 1.400 MM
- Reversión Plus Gasoducto Norte: USD 700 MM
- Potenciación Gasoducto Perito Moreno: USD 780 MM
- Refuerzo Transportadora de Gas del Mercosur: USD 500 MM
- Uruguiana-Triunfo: USD 1.650 MM
- Finalización GNEA: USD 1.100 MM
- San Jerónimo – Porto Alegre: USD 2.700 MM
- Gasoducto Bi-Oceánico: USD 2.650 MM
- Reversión Presal-CO: USD 1.450 MM
- Reversión Triunfo-SP: USD 435 MM
- Tratayén-La Mora- GasAndes: USD 1.200 MM
- Gasoducto dedicado GNL: USD 1.300 MM

Total de obras para impulsar la integración regional.

USD 18 mil millones

La infraestructura necesaria aumenta los costos de transporte y reduce márgenes: crítico regulación y costos de infraestructura

Costos del gas Cuenca Neuquina en city gate con costo de ampliaciones del sistema de transporte. En USD/MMBTU



Consideraciones:

- El gas de la Cuenca Neuquina es muy competitivo, con un precio al ingreso del sistema de transporte esperado en torno a 3 USD/MMBTU.
- Actualmente el costo del gas de Presal al ingreso al sistema, luego de ser tratado, se ubica en torno a los 11 USD/MMBTU.
- El gas Boliviano para la demanda local en el PIST es muy competitivo, ubicándose por debajo de 1,5 USD/MMBTU. Sin embargo, para la exportación se ha ubicado entre 6 y 12 USD/MMBTU en los últimos años, y su disponibilidad es cada vez menor.
- Cuando se considera el impacto de nuevas inversiones para estructurar rutas de transporte firme en la región, los costos del gas de Vaca Muerta en los city gate regionales pierde competitividad.
- El gas de Vaca Muerta en algunos de los mercados de la región puede inducir importantes beneficios, pero en los mercados más alejados y con más demanda de infraestructura se requiere ajustar costos a lo largo de toda la cadena para mejorar la competitividad.
- El desarrollo de nuevas demandas en la región, como petroquímica en Brasil o Paraguay, o la recuperación de la demanda industrial brasileña, requiere niveles de eficiencia en la cadena muy elevados, y reducción de costos de transporte amortizado.
- Ajustar tarificación y promover competencia resultará clave para el desarrollo del mercado regional.

Los países de la región vienen adecuando sus marcos normativos, impulsando el proceso de integración gasífera

- **Argentina** sancionó y reglamentó la Ley de Bases y el Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones; redujo los precios mínimos de exportación, estimó los recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta, readecuó y reasignó rutas de transporte firme de gas y redefinió tarifas; impulsó el proyecto de ampliación del sistema GPM-TGS impulsado por Iniciativa Privada de TGS; sancionó Res 400/25.
- **Brasil** sancionó la Nova Lei de Gas y por medio de un decreto instrumentó el programa Gas para Empregar, orientado a incrementar la oferta de gas en el mercado doméstico, aumentar la competencia y bajar los costos; está revisando los esquemas tarifarios para el transporte; y lanzó las primeras consultas para la elaboración de un Programa de Gas Release.
- **Bolivia** adecuó su normativa para habilitar el rol de YPFB como agregador de gas en tránsito, y definió tarifas de agregación y transporte de gas en tránsito.
- **Chile** avanzó con la adecuación de su norma técnica para el gas natural, para converger con la norma técnica en vigencia en Argentina. Las nuevas autoridades avanzan con una agenda de integración gasífera renovada.
- **Paraguay** se encuentra en proceso de diseño de un marco normativo para el gas natural.
- **Uruguay** no requiere introducir cambios regulatorios, pero la agenda de integración gasífera regional fue adoptada a máximo nivel, por el presidente de la Nación.

Sin embargo, aún resta avanzar en algunos frentes, y materializar algunas iniciativas para viabilizar el desarrollo del mercado regional

- Eliminación de las retenciones por parte de Argentina, para no penalizar las exportaciones y mejorar la competitividad del gas argentino en los destinos regionales.
- Revisar las tarifas de transporte y agregación de gas en tránsito en Bolivia, para viabilizar la competitividad de gas argentino en Brasil sobre nueva infraestructura requerida del lado argentino.
- Concretar las revisiones tarifarias de transporte en Brasil, así como avanzar en el proyecto de Gas Release.
- Podría requerirse adicionalmente un tratado multilateral que funcione como paraguas para proteger el desarrollo del mercado, y promueva la institucionalización de ámbitos de coordinación operativa, gestión de crisis, solución de diferendos y armonización regulatoria tendencial.

MODELO DE SIMULACIÓN - OPTIMIZACIÓN DE FLUJOS REGIONALES

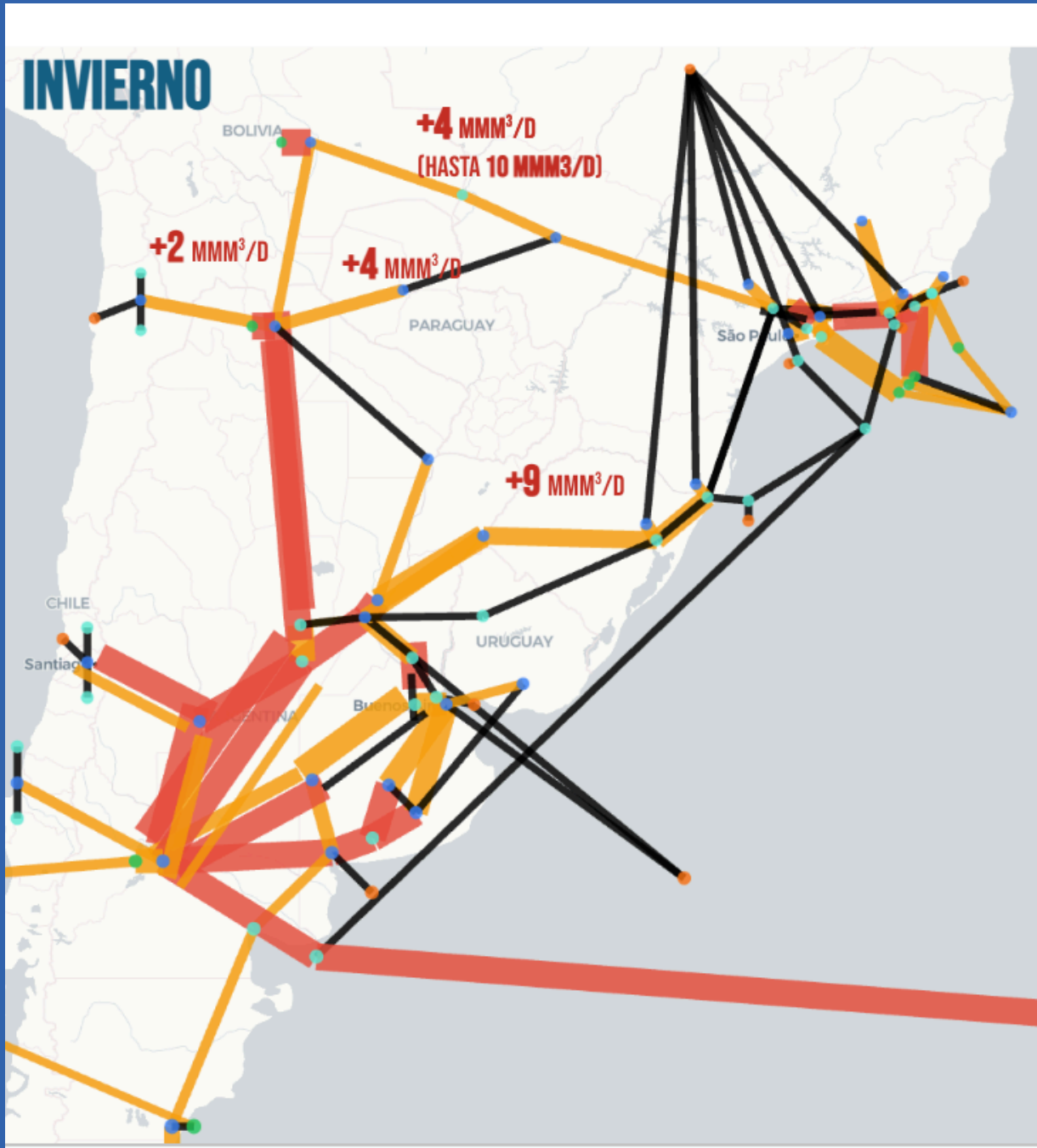


ESCENARIO BASE – RESULTADOS

- La ruta a través de Uruguaiana aparece como la opción más competitiva para que el gas de Vaca Muerta llegue al mercado brasileño, aunque se destina únicamente al mercado del sur del país, más alejado del Pre-Sal.
- Bajo las condiciones vigentes, el mercado de San Pablo no puede ser abastecido con oferta argentina. La infraestructura existente vía Bolivia resulta competitiva para abastecer el mercado de Mato Grosso do Sul.
- El ingreso de Rota 3 y en menor medida Raia parecen suficientes para abastecer el mercado doméstico del eje Río de Janeiro – San Pablo – Centro Oeste en las condiciones actuales de costos y demandas.
- El ducto Bioceánico es esencial para abastecer la demanda potencial del Chaco paraguayo, pero para alcanzar el mercado brasileño es una opción más costosa que utilizar infraestructura ya existente.
- El abastecimiento de los distintos mercados chilenos depende fundamentalmente del nivel de demanda local, si se desarrolla la infraestructura necesaria para evacuar gas desde Vaca Muerta.

Las condiciones actuales desalientan la integración a través del norte argentino y utilizando la infraestructura de interconexión entre Bolivia y Brasil

MODELO DE SIMULACIÓN - OPTIMIZACIÓN DE FLUJOS REGIONALES



ESCENARIO BASE – RESULTADOS

- En este escenario se destina un mayor flujo de gas al mercado brasileño, aprovechando plenamente la ampliación de capacidad de transporte por el Gasoducto Norte.
- La ruta a San Pablo vía Bolivia aprovecha todo el espacio disponible en el Gasoducto Norte para transportar gas desde Neuquén hasta el norte de Argentina, absorbiendo hasta 10 Mm³/d para abastecer los mercados de Centro-Oeste y San Pablo. Ello implicaría un elevado nivel de competencia entre el gas de Vaca Muerta y el Pre-Sal en el mercado del Sudeste.
- La alternativa de utilizar el GNEA no resulta suficientemente competitiva para disponer volúmenes superiores al mercado brasileño con ese nivel de demanda.
- El gas transportado por esta vía permitiría diversificar la oferta brasileña reemplazando el gas boliviano con gas de Vaca Muerta, que resulta más competitivo que el desarrollo de los nuevos proyectos del Pre-sal (Raia) particularmente para los mercados del Centro-Oeste.

La implementación de medidas orientadas a reducir el costo de transporte del gas permitiría el aprovechamiento de la nueva infraestructura para abastecer el mercado brasileño de manera competitiva

MODELO DE SIMULACIÓN - OPTIMIZACIÓN DE FLUJOS REGIONALES



- Un escenario de alta demanda regional, en línea con las proyecciones previstas, requeriría un alto grado de aprovechamiento de la capacidad existente y de los proyectos en evaluación.
- La demanda del sur de Brasil requeriría el desarrollo del gasoducto Uruguaiana-Triunfo, que sería utilizado plenamente para abastecer los mercados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina y Paraná.
- El Pre-Sal tendría una utilización muy elevada de la capacidad existente y proyectada de evacuación, impulsando nuevo desarrollo de infraestructura para atender el mercado local.
- El nuevo escenario podría impulsar el desarrollo simultáneo de la ampliación de capacidad del Gasoducto Norte y la finalización del GNEA, ya que el abastecimiento de los mercados paraguayo, chileno (norte) y brasileño podría requerir de ambos proyectos para disponibilizar gas en el norte.
- A través del Gasbol, el flujo hacia Brasil podría alcanzar los 18 MMm³/d en invierno, y hasta 20 MMm³/d en verano, dependiendo de la capacidad remanente y la demanda de los países vecinos.
- El desarrollo de proyectos binacionales para la exportación de GNL en la región de Valparaíso ampliaría las ventas argentinas a ese mercado, con plena utilización de la nueva infraestructura requerida.
- En este escenario, gran parte de la nueva infraestructura sería aprovechada plenamente, como el Gasoducto Norte, el GNEA, el Gasoducto Uruguaiana-Triunfo y la ampliación del Gasandes.
- El total de intercambios regionales se ubicaría entre los 60 y 70 MMm³/d de gas, por un total de USD 4.000 – 5.000 millones

RUTAS DE INTEGRACIÓN REGIONAL - CONCLUSIONES

Balance general y condicionantes

1

Existe espacio para una mayor integración gasífera regional, sustentada en la disponibilidad de recursos no convencionales en la Cuenca Neuquina y en la existencia de mercados regionales con demanda insatisfecha o dependiente de fuentes de abastecimiento en declino (gas boliviano) o costosa (GNL de importación).

2

El desarrollo de nueva infraestructura es condición necesaria pero no suficiente. Las rutas evaluadas requieren inversiones de magnitud (entre MUSD 780 y 5.000 por ruta), con estructuras de financiamiento que exigen contratos firmes de largo plazo —condición que los mercados regionales no siempre están en condiciones de suscribir con el perfil de riesgo requerido.

3

Los beneficios económicos son amplios en varios corredores, pero no en todos. El gas de Vaca Muerta puede llegar competitivamente a mercados como el sur de Brasil, el centro y norte de Chile, Uruguay y, eventualmente, Paraguay. Sin embargo, alcanzar mercados de mayor valor como San Pablo vía gasoducto terrestre requiere ajustes regulatorios significativos —en materia tarifaria y de derechos de exportación— para que la ecuación sea viable para el exportador y atractiva para el comprador.

4

La integración regional fortalece la resiliencia energética de la región. En un contexto de incertidumbre sobre la evolución de la oferta global de combustibles, una mayor integración reduce la exposición regional a shocks externos, favorece la soberanía energética e incrementa la producción y exportaciones regionales, sustituyendo importaciones de manera competitiva, lo que implica beneficios fiscales y en la balanza de pagos de los países involucrados.

RUTAS DE INTEGRACIÓN REGIONAL - CONCLUSIONES

Balance general y condicionantes

- 5** El sur de Brasil y el norte y centro de Chile presentan condiciones favorables en términos de competitividad de costos. En Chile existe infraestructura parcialmente ociosa que puede reactivarse con inversiones moderadas. El principal condicionante en ambos casos es el riesgo regulatorio bilateral y la previsibilidad de las condiciones de exportación.
- 6** Paraguay representa una oportunidad de largo plazo pero con demanda aún por construir. La ruta bioceánica asume el desarrollo de una demanda potencial en generación eléctrica, industria y fertilizantes que requeriría ser inducida. Esto eleva sustancialmente la incertidumbre sobre la oportunidad y escala del proyecto.
- 7** La viabilidad de la integración no es solo técnica ni económica, sino también regulatoria e institucional. Los casos más complejos —como la ruta vía Bolivia hacia San Pablo— muestran que los costos de transporte en tramos regulados de terceros países pueden erosionar la competitividad de la ruta. El avance sostenido de la integración requerirá acuerdos de largo plazo que ofrezcan previsibilidad a los inversores en infraestructura.
- 8** La integración puede generar tensiones con el desarrollo del Pré-Sal brasileño, en la medida en que el gas argentino compite directamente con la oferta offshore en los mercados del sudeste de Brasil. Esta tensión es especialmente relevante en escenarios de demanda moderada. En escenarios de alta demanda ambas cuencas pueden desarrollarse simultáneamente, y la integración regional deja de ser un juego de suma cero para convertirse en un factor de expansión del mercado energético regional en su conjunto.