

SUPLEMENTO DE PROSPECTO RESUMIDO




COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) Adicionales Clase 38, denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija del 11,875% nominal anual, con vencimiento en 28 de noviembre de 2030, por un valor nominal de hasta US\$100.000.000 (ampliable por hasta US\$200.000.000) en el marco del Régimen de Emisor Frecuente de Compañía General de Combustibles S.A.

Compañía General de Combustibles S.A., CUIT N° 30-50673393-2 (la “**Compañía**” o la “**Emisora**”, en forma indistinta), se encuentra registrada como “Emisor Frecuente” bajo el Registro de Emisor Frecuente N° 8 (el “**Registro de Emisor Frecuente**”) de la Comisión Nacional de Valores (la “**CNV**”). La sede social de la Emisora se encuentra ubicada en la calle Bonpland 1745 (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sus datos de contacto son los siguientes: (i) número de teléfono: (+54 11) 4849-6100; (ii) número de fax: (+54 11) 4849-6100; (iii) dirección de correo electrónico: investors@cgc.com.ar; y (iv) página web: <https://cgc.energy/esp/>.

El presente suplemento de prospecto resumido (el “**Suplemento de Prospecto Resumido**”) resume cierta información contenida en el suplemento de prospecto de fecha 5 de mayo de 2026 (el “**Suplemento de Prospecto**”) correspondiente a las Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) Adicionales Clase 38, denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a tasa de interés fija del 11,875% nominal anual, con vencimiento el 28 de noviembre de 2030 (las “**Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38**” o las “**Obligaciones Negociables**”, indistintamente), por un valor nominal de hasta US\$100.000.000 (ampliable por hasta US\$200.000.000) (el “**Monto Máximo**”). Para mayor información ver “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Resumen de la Oferta*” de este Suplemento de Prospecto Resumido.

Las Obligaciones Negociables serán adicionales a las obligaciones negociables clase 38 originalmente ofrecidas mediante el suplemento de prospecto y aviso de suscripción, ambos de fecha 17 de noviembre de 2025, y emitidas por la Compañía con fecha 28 de noviembre de 2025 por un valor nominal de US\$300.000.000 a una tasa del 11,875% nominal anual (las “**Obligaciones Negociables Iniciales**”, y junto con las Obligaciones Negociables Adicionales, las “**Obligaciones Negociables Clase 38**”) emitidas bajo el Contrato de Emisión (*Indenture*) (según se define más adelante). Las Obligaciones Negociables tendrán los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables Iniciales (excepto por su fecha de emisión y liquidación y su precio de emisión), constituyendo una única clase conforme al Contrato de Emisión y serán totalmente fungibles entre sí tras la finalización de ciertas restricciones de venta en los Estados Unidos. Durante un período de cumplimiento de distribución de 40 días que comienza en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38, las Obligaciones Negociables ofrecidas conforme a la Regulación S estarán sujetas a


Juan Martín Vico
Subdelegado

ciertas restricciones de venta en los Estados Unidos y, por lo tanto, tendrán CUSIPs e ISINs temporales. Los tenedores de las Obligaciones Negociables y de las Obligaciones Negociables Iniciales votarán como una sola clase conforme al Contrato de Emisión.

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa fija del 11,875% nominal anual desde la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 y serán abonados semestralmente por período vencido en las fechas que se detallan en la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables – Resumen de la Oferta – Fecha de Pago de Intereses*” en este Suplemento de Prospecto Resumido. El capital de las Obligaciones Negociables será amortizado en una única cuota en la fecha de vencimiento, es decir, el 28 de noviembre de 2030.

Las Obligaciones Negociables serán rescatables por la Compañía en el caso de que se verifiquen ciertos supuestos descritos en “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables*” en este Suplemento de Prospecto Resumido y de conformidad con lo que se detallará oportunamente en el Aviso de Resultados.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples (no convertibles en acciones) y no estarán garantizadas ni serán subordinadas, y tendrán igual rango en cuanto a su derecho de pago que todas las obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Compañía. Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas presentes y futuras de la Compañía (en cada caso en la medida del valor de los activos que garantizan dichas obligaciones) y a todas las deudas y demás obligaciones de las subsidiarias de la Compañía.


Invertir en Obligaciones Negociables conlleva riesgos. Antes de tomar cualquier decisión de inversión en las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Suplemento de Prospecto Resumido (incluyendo, sin limitación, lo expuesto en la sección “*Factores de Riesgo*” de este Suplemento de Prospecto Resumido).

Las Obligaciones Negociables Iniciales están listadas en BYMA y admitidas para su negociación en A3 Mercados S.A. (“**A3 Mercados**”). La Compañía solicitará el listado y negociación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 en BYMA y A3 Mercados, respectivamente. La Compañía no puede asegurar que estas solicitudes serán aceptadas por los mercados correspondientes.

Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 no han sido registradas ni serán registradas, bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933, con sus modificaciones (la “**Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos**”), ni bajo ninguna otra ley estatal en materia de títulos valores.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones y serán emitidas de conformidad con la Ley N° 23.576 (sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), la Ley de Financiamiento Productivo N° 27.440, sus modificatorias y reglamentarias, la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 (sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Mercado de Capitales**”), el Decreto N° 471/2018, y las normas de la CNV según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013, y sus modificatorias (las “**Normas de la CNV**”) y cualquier otra ley y/o reglamentación aplicable.

La Emisora se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el N° 8 en virtud de la Disposición N° DI-2019-61-APN-GE#CNV de fecha 24 de julio de 2019 de la Gerencia de Emisoras de la CNV. La modificación de ciertos términos y condiciones del Prospecto de


Juan Martín Vico
Subdelegado

Emisor Frecuente fue autorizada por la Disposición N° DI-2022-25-APN-GE#CNV del 30 de mayo de 2022.


La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones por hasta US\$977.450.103 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida) fue autorizada por la Disposición N° DI-2025-100-APN-GE#CNV de fecha 5 de junio de 2025. En virtud de lo previsto por el artículo 36, Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, el directorio de la Compañía en su reunión de fecha 17 de noviembre de 2025 ha resuelto que la Compañía podrá emitir y/o reemitir series y/o clases bajo el Registro de Emisor Frecuente en la medida que el valor nominal en todo momento en circulación de las obligaciones negociables emitidas en el marco de dicho registro no supere la suma de US\$977.450.103 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida). A la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido, el monto disponible bajo el Registro de Emisor Frecuente asciende a la suma de US\$283.028.275,1.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 41 de la Sección VI del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV, la Compañía mantendrá la condición de Emisor Frecuente, sin necesidad de ratificar el carácter de Emisor Frecuente ni de actualizar el prospecto, siempre y cuando haya colocado dos (2) emisiones de obligaciones negociables bajo Régimen General de Oferta Pública regulado por la CNV. La Compañía ha colocado seis (6) emisiones de obligaciones negociables en los últimos 24 meses contados desde la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en este Suplemento de Prospecto Resumido. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Suplemento de Prospecto Resumido es exclusiva responsabilidad del directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y complementarias la “Ley de Mercado de Capitales”).

El directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Suplemento de Prospecto Resumido contiene a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. El directorio asume la responsabilidad por la totalidad de las declaraciones realizadas en este Suplemento de Prospecto Resumido y sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la emisora, las cuales se basan en información disponible y en las estimaciones razonables de administración.

La Emisora manifiesta conocer las penalidades previstas por los artículos 172, 293 y 309 del Código Penal de la Nación Argentina, relativas al fraude y a la falsedad en documentos, respectivamente.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Las Obligaciones Negociables serán entregadas en forma escritural a través de The Depository Trust Company (“DTC”) y sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear Bank S.A./N.V. (“Euroclear”) y Clearstream Banking, société Anonyme (“Clearstream”), en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38.


La Compañía ha designado a Citigroup Global Markets Inc., JP Morgan Securities LLC, Morgan Stanley & Co LLC y a Santander US Capital Markets LLC como organizadores y colocadores internacionales, (en adelante, los “Organizadores y Colocadores Internacionales”) para la oferta de las Obligaciones Negociables fuera de la Argentina y a Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Macro Securities S.A.U., Balanz Capital Valores S.A.U., Latin Securities S.A., One618 Financial Services S.A.U. y Cucchiara y Cía S.A. (en adelante, cada uno individualmente un “Colocador Local” y, en conjunto, los “Colocadores Locales”) para la oferta de las Obligaciones Negociables en la Argentina. Los Colocadores Internacionales sólo podrán solicitar o recibir manifestaciones de interés de inversores fuera de la Argentina, mientras los Colocadores Locales sólo podrán solicitar o recibir manifestaciones de interés de inversores en la Argentina.

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación local. La calificación internacional de las Obligaciones Negociables será informada a través de un aviso complementario. Ver “Calificación de Riesgo” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

La solicitud inicial de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue resuelta por el directorio de la Compañía en su reunión de fecha 8 de agosto de 2018. La última ratificación del carácter de emisor frecuente de la Emisora fue aprobada por reunión de directorio de la Emisora de fecha 25 de abril de 2025. El Monto Máximo del Régimen de Emisor Frecuente, la emisión y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase 38, fueron aprobados por la reunión de directorio de fecha 17 de noviembre de 2025 y la resolución de subdelegado de fecha 17 de noviembre de 2025. Las versiones definitivas del Suplemento de Prospecto y de este Suplemento de Prospecto Resumido fueron aprobadas por la resolución de subdelegado de fecha 5 de mayo de 2026.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 se encuentra comprendida dentro de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV al Régimen de Emisor Frecuente de la Compañía, en el marco de lo establecido por el Artículo 70 (siguientes y concordantes) de la Sección VIII del Título II del Capítulo V de las Normas de la CNV. Este Suplemento de Prospecto Resumido no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 74 de la Sección VIII del Título II del Capítulo V de las Normas de la CNV, dentro de los cinco (5) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 la Compañía presentará la documentación definitiva relativa a las mismas.

En Argentina, la oferta de suscripción de las Obligaciones Negociables será dirigida al público inversor en general (la “Oferta Local”), que será realizada por intermedio de los Colocadores Locales de conformidad con y sujeto a los términos y condiciones previstos en el contrato de colocación local. En Estados Unidos, las Obligaciones Negociables serán ofrecidas y vendidas exclusivamente a Compradores Institucionales Calificados (“QIB”), dentro del significado y de acuerdo con la Regla 144A (“Rule 144A”) bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos. Fuera de los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables serán ofrecidas y vendidas bajo la Regulación S (“Regulation S”) de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (y, conjuntamente con la oferta bajo la Rule 144A, la “Oferta Internacional”). Ver la sección “Restricciones a la Transferencia” en este Suplemento de Prospecto Resumido.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía ha confeccionado este Suplemento de Prospecto Resumido exclusivamente para su uso en relación con la oferta de las Obligaciones Negociables en Argentina. La oferta pública fuera de Argentina se realizará a través de un prospecto internacional (*offering memorandum*) redactado en idioma inglés cuya información será sustancialmente similar a la de este Suplemento de Prospecto Resumido y que no se encuentra sujeto a la autorización de la CNV.

Antes de tomar decisiones de inversión, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Suplemento de Prospecto Resumido, incluyendo sin limitación lo expuesto en la Sección “*Factores de Riesgo*”.


El Directorio de la Emisora manifiesta con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el diez por ciento (10%) de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Asimismo, el directorio de la compañía se compromete a que en o antes del 12 de mayo de 2026 se encontrarán disponibles en la Autopista de Información Financiera de la CNV los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2026.

Dado que las Obligaciones Negociables se encuentran denominadas en Dólares Estadounidenses, las mismas no se encuentran alcanzadas por la exención en el impuesto sobre los bienes personales previstas por la Ley N° 27.638 y el Decreto N° 621/2021.

Todos los documentos relacionados con la presente oferta se encuentran a disposición del público inversor en los Sistemas Informativos.

Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 referidos en este Suplemento de Prospecto Resumido se encuentran incorporados por referencia. Ver “*Incorporación de Información por Referencia*” en este Suplemento de Prospecto Resumido. Podrán solicitarse copias del Suplemento de Prospecto, del Suplemento de Prospecto Resumido, así como de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, y eventualmente, en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10:00 a 18:00 hs., teléfono/fax (5411) 4849-6100, o vía correo electrónico a investors@cgc.com.ar. Asimismo, dicha documentación e información estará disponible en la página *web* de la CNV (<http://www.argentina.gob/cnv>) y en el sitio *web* institucional de la Emisora <https://cgc.energy/esp/>.


Juan Martín Vico
Subdelegado

ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES

**Citigroup Global
Markets Inc.**

**J.P. Morgan
Securities LLC**

Morgan Stanley

**Santander US
Capital Markets
LLC**

COLOCADORES LOCALES

BALANZ

Balanx Capital Valores S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N°210 de la CNV



Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.
Agente de Liquidación y Compensación
y Agente de Negociación Integral
Matricula N° 22 de la CNV



Banco Santander Argentina S.A.
Agente de Liquidación y
Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matricula N° 72 de la CNV



Cucchiara y Cia S.A.
Agente de Liquidación y
Compensación Integral
Matricula CNV N° 265



**Industrial and Commercial Bank of
China (Argentina) S.A.U.**
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N° 74 de la CNV



Latin Securities S.A.
Agente de Liquidación y Compensación
y Agente de Negociación Integral
Matricula N° 31 de la CNV




Macro Securities S.A.U.
Agente de Liquidación y
Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matricula N°59 de la CNV




One618 Financial Services S.A.U.
Agente de Liquidación y
Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matricula CNV N° 44

La fecha del Suplemento del Prospecto Resumido es 5 de mayo de 2026.


Juan Martín Vico
Subdelegado

NOTIFICACIÓN A LOS POTENCIALES INVERSORES

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Notificación a los Posibles Inversores” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRAS CUESTIONES

General

Las referencias a la “Emisora” y la “Compañía” en este Suplemento de Prospecto Resumido se refieren a Compañía General de Combustibles S.A., una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina, y, salvo que se indique lo contrario o que el contexto requiera otra interpretación, a sus subsidiarias consolidadas.

Estados Financieros de la Compañía

La Compañía prepara sus estados financieros consolidados en pesos argentinos y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”).

Los estados financieros anuales auditados incluidos en este Suplemento de Prospecto Resumido presentan los estados consolidados anuales de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 y 2024, y los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 (los “**Estados Financieros Anuales Auditados**”). Los Estados Financieros Anuales Auditados se encuentran disponibles en la Página Web de la CNV bajo el ID N° 3496986.


Los Estados Financieros Anuales Auditados incluidos en este Suplemento de Prospecto Resumido han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), una firma miembro de la red de PricewaterhouseCoopers International Limited, contadores independientes, según se indica en su informe de fecha 12 de marzo de 2026. Asimismo, se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido cierta información financiera y operativa adicional expuesta en el documento preparado en idioma inglés a los efectos de la emisión internacional de las Obligaciones Negociables (“*offering memorandum*”), a los fines de mantener simetría de información y trato igualitario entre inversores.

Cualquier información financiera de períodos anteriores no cubierta por los Estados Financieros Auditados Anuales no ha sido ajustada por inflación al 31 de diciembre de 2025, ejercicio financiero más reciente incluido en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Estados Financieros – Aplicación de la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”

La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 (en adelante, “NIC 29”) requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional es la moneda de una economía hiperinflacionaria, ya sea confeccionados sobre base histórica o corriente, se expresen en término de unidad de moneda constante a la fecha de finalización del ejercicio. Este requisito alcanza, también, a la información comparativa de los estados financieros. En términos generales, la confección de los estados financieros de este modo se lleva a cabo aplicado a los ítems no monetarios las variaciones del índice general de precio a la fecha de adquisición o a la fecha de revaluación, según corresponda, hasta la fecha de finalización del período. Ver “*Factores de Riesgo–Riesgos Relacionados con Argentina – La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

A los fines de determinar si una economía puede ser categorizada como hiperinflacionaria bajo la NIC 29, el estándar establece que deben tomarse en cuenta diversos factores, incluyendo la existencia de inflación acumulada durante tres (3) años consecutivos por un porcentaje igual o superior al 100%. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la inflación acumulada


Juan Martín Vico
Subdelegado

de Argentina durante los últimos tres (3) años superó el 100% y, por ende, Argentina debe ser considerada una economía hiperinflacionaria bajo la NIC 29.

Los Estados Financieros Auditados Anuales incorporados por referencia en este Suplemento de Prospecto Resumido se encuentran expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2025 de acuerdo con la NIC 29.

De acuerdo con las NIIF las transacciones en monedas distintas al peso fueron convertidas a pesos en los Estados Financieros Auditados Anuales al tipo de cambio a la fecha de la transacción o de la valuación, según corresponda. Las diferencias de tipo de cambio resultantes del cierre de dichas transacciones o mediciones son registradas en el estado de resultados como ganancia o pérdida, según corresponda. La devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense alcanzó aproximadamente el 41% en 2025, 28% en 2024 y 77,89% en 2023, basado en la información del tipo de cambio de referencia provista por el Banco Central de la República Argentina. Ver Nota 2.2.4 de los Estados Financieros Auditados. Ver *“Factores de Riesgo–Riesgos Relacionados con Argentina – La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora”* en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Consideraciones sobre el EBITDA Ajustado por Segmento

La NIIF 8 “Información por Segmentos” requiere que una entidad informe información financiera y descriptiva para aquellos segmentos operativos o agrupaciones de segmentos clasificados como informables que cumplan con ciertos criterios. Los segmentos operativos son aquellos donde la información financiera separada está disponible y son evaluados regularmente por el Responsable Principal de la Toma de Decisiones (“RPTD”) para tomar decisiones sobre cómo asignar recursos o analizar el rendimiento de los activos. Los segmentos operativos se informan de manera consistente con los informes internos al RPTD o, si corresponde, al directorio.

El grupo económico de la Emisora tiene dos segmentos operativos e informables, que están organizados en función de características económicas similares, naturaleza de los productos ofrecidos, procesos de producción, tipo y clases de clientes y métodos de distribución, de la siguiente manera:


(i) “upstream” incluye resultados en exploración y producción de petróleo, gas y gas licuado de petróleo (“GLP”); y

(ii) “midstream” incluye resultados de inversiones permanentes en las siguientes empresas de transporte de gas: Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”), Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”), y Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina) (“GasAndes Argentina”), y Gasoducto GasAndes S.A. (Chile) (“GasAndes Chile”).

La estructura central incluye ingresos y gastos comunes a los segmentos informados, tales como gastos administrativos, impuestos sobre transacciones financieras, intereses sobre pasivos financieros e impuesto sobre la renta incurrido por la Emisora en el curso ordinario de los negocios y otros resultados financieros, que no se asignan a los segmentos informados.

El RPTD utiliza el EBITDA Ajustado por Segmento para decidir cómo asignar recursos y monitorear el rendimiento de los segmentos.

La Emisora define al EBITDA Ajustado por Segmento como el resultado operativo de los segmentos excluyendo gastos de depreciación y deterioro de propiedades, planta y equipo e intereses de arrendamiento, ingresos (pérdidas) por la devolución de áreas e inversiones exploratorias infructuosas e impuestos sobre débitos y créditos bancarios.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Como se utiliza en este Suplemento de Prospecto Resumido, “EBITDA Ajustado por Segmento” significa la ganancia neta o pérdida:

- disminuido por ingresos financieros;
- incrementado por costos financieros;
- disminuido por ganancias y aumentado por pérdidas de otros resultados financieros;
- incrementado por depreciación y amortización;
- incrementado por impuesto a las ganancias;
- incrementado por gastos de exploración;
- incrementado por deterioro de activos no financieros (deterioro de propiedad, planta y equipo);
- disminuido por ganancias y aumentado por pérdidas en inversiones en asociadas y uniones transitorias de empresas;
- incrementado por impuesto a los débitos y créditos bancarios; y
- incrementado por gastos de reestructuración.

Aunque el EBITDA Ajustado por Segmento puede ser comúnmente visto como una medida no NIIF en otros contextos, conforme a la NIIF 8, (“**Segmentos de Reporte**”), el EBITDA Ajustado por Segmento se trata aquí como una medida NIIF en la forma en que la Compañía utiliza esta medida. No obstante, la métrica de EBITDA Ajustado por Segmento no debe ser vista de manera aislada o como un sustituto del resultado de la Emisora para los períodos presentados bajo las NIIF. También la Compañía considera que su EBITDA Ajustado por Segmento es una métrica útil utilizada por analistas e inversores, aunque esta medida no está explícitamente definida bajo las NIIF. Además, la forma en que la Compañía calcula la medida de rendimiento de su segmento operativo puede ser diferente de los cálculos utilizados por otras entidades, incluidos los competidores, y por lo tanto, las medidas de rendimiento de la Emisora pueden no ser comparables con las de otras entidades.


Para una conciliación del EBITDA Ajustado por Segmento, ver “*Información Financiera - Información no conformes a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Medidas No Conformes a las NIIF

En este Suplemento de Prospecto Resumido, la Compañía utiliza las siguientes medidas no conformes a las NIIF:

EBITDA Consolidado Ajustado Total

El EBITDA Consolidado Ajustado Total no es una medida financiera bajo las NIIF. El EBITDA Consolidado Ajustado Total se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque la Compañía considera que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de su desempeño financiero y capacidad para atender su deuda y financiar gastos de capital. El EBITDA Consolidado Ajustado Total no es y no debe ser considerado como un sustituto de ingresos integrales, u otras medidas de desempeño financiero bajo las NIIF. Debido a que el EBITDA Total Ajustado no es una medida NIIF y no todas las empresas calculan el EBITDA Consolidado Ajustado Total de la misma manera, la presentación del EBITDA Consolidado Ajustado Total puede no ser comparable con el EBITDA Consolidado Ajustado Total presentado


Juan Martín Vico
Subdelegado

por otras empresas.

Como se utiliza en este Suplemento de Prospecto Resumido, “EBITDA Consolidado Ajustado Total” significa la ganancia neta o pérdida:

- disminuido por ingresos financieros;
- incrementado por costos financieros;
- disminuido por ganancias y aumentado por pérdidas de otros resultados financieros;
- incrementado por depreciación y amortización;
- incrementado por impuesto a las ganancias;
- incrementado por gastos de exploración;
- incrementado por deterioro de activos no financieros (deterioro de propiedad, planta y equipo);
- disminuido por ganancias y aumentado por pérdidas en inversiones en asociadas y uniones transitorias de empresas;
- incrementado por impuesto a los débitos y créditos bancarios; y
- incrementado por gastos de reestructuración.

Para una conciliación del EBITDA Consolidado Ajustado Total, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados

La Compañía define el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados como la suma del EBITDA Consolidado Ajustado Total y la recolección de dividendos sobre inversiones en asociadas y empresas conjuntas.

El EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados no es una medida financiera bajo las NIIF. El EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque la Compañía considera que ciertos inversionistas pueden considerarlo útil como una medida adicional de la liquidez de la Emisora y su capacidad para atender su deuda y financiar gastos de capital.


El EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados no es y no debe considerarse como un sustituto del flujo de efectivo proporcionado por operaciones u otras medidas de liquidez bajo las NIIF.

Debido a que el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados no es una medida NIIF y no todas las empresas calculan el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados de la misma manera, la presentación del EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados puede no ser comparable con el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados presentado por otras empresas.

El EBITDA Consolidado Ajustado Total y el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados presentados en este Suplemento de Prospecto Resumido no son necesariamente consistentes con la definición utilizada en el marco de los compromisos de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables Clase 38. Para mayor información, ver “*Oferta de las Obligaciones Negociables*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Para una conciliación del EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Deuda Financiera Neta


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía define Deuda Financiera Neta como la Deuda Financiera Total menos el Efectivo y el Equivalente de Efectivo.

La Deuda Financiera Neta no es una medida financiera bajo las NIIF. Esta medida se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque la administración de la Compañía considera que constituye un indicador relevante del apalancamiento subyacente de la Compañía, dado que refleja la posición de endeudamiento neto después de considerar los recursos de liquidez disponibles.

Este ratio permite a los inversores evaluar la posición real de apalancamiento y la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras de la Emisora utilizando los recursos de efectivo existentes.

Para una conciliación de la Deuda Financiera Neta, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Margen EBITDA Ajustado

El Margen EBITDA Ajustado se define como el EBITDA Consolidado Ajustado Total con Dividendos Cobrados, dividido por los Ingresos.

El Margen EBITDA Ajustado no constituye una medida financiera bajo NIIF. Esta métrica se incluye en el Suplemento de Prospecto resumido porque permite evaluar la rentabilidad operativa antes del impacto del financiamiento, impuestos, depreciación y otros conceptos no incluidos en EBITDA. La administración de la Emisora utiliza este indicador para medir la eficiencia operativa, monitorear la evolución de la rentabilidad y comparar el desempeño frente a empresas del mismo sector.

Para una conciliación del Margen EBITDA Ajustado, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Índice de Liquidez

El Índice de Liquidez se define como el Total del Activo Corriente dividido por el Total del Pasivo Corriente.


El Índice de Liquidez no constituye una medida financiera bajo NIIF. Se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque la administración de la Emisora utiliza este indicador para evaluar la posición financiera de corto plazo y la capacidad de la Emisora para cumplir con sus obligaciones exigibles. Esta métrica es un indicador clave de la eficiencia del capital de trabajo y de la solidez operativa.

Para una conciliación del Índice de Liquidez, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Índice de Solvencia

El Índice de Solvencia se define como el Patrimonio Neto dividido por el Total del Pasivo.

El Índice de Solvencia no constituye una medida financiera bajo NIIF. Se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque permite evaluar la estabilidad financiera de largo plazo y la suficiencia de capital de la Emisora. La administración de la Emisora utiliza este indicador para analizar la fortaleza del balance y la capacidad de la Emisora para sostener sus operaciones y cumplir obligaciones de largo plazo a través de distintos ciclos económicos.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Para una conciliación del Índice de Solvencia, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto (ROE)

El ROE se define como la Ganancia (Pérdida) del Período dividida por el Patrimonio Neto.

La Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto no constituye una medida financiera bajo NIIF. Se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido porque representa el rendimiento generado sobre el capital aportado por los accionistas. La administración de la Emisora considera esta métrica fundamental para evaluar la rentabilidad, eficiencia en la utilización del capital y creación de valor a lo largo del tiempo.

Para una conciliación de la Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto (ROE), ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Índice de Activos No Corrientes sobre Activos Totales

El Índice de Activos No Corrientes sobre Activos Totales se calcula como el Total de Activos No Corrientes dividido por el Total de Activos.

Este índice no constituye una medida financiera bajo NIIF. Se incluye en el Suplemento de Prospecto Resumido porque ilustra la composición de la estructura de activos de la Emisora y el peso relativo de las inversiones de largo plazo dentro del total del activo. La administración de la Emisora utiliza este indicador para analizar la intensidad de capital, flexibilidad operativa y perfil de inversión de la Emisora.

Para una conciliación del Índice de Activos No Corrientes sobre Activos Totales, ver “*Información Financiera - Información no conforme a las NIIF*” del Suplemento de Prospecto.

Moneda


Salvo indicación en contrario, todas las referencias en este Suplemento de Prospecto a “pesos” o “\$” se refieren a pesos argentinos y todas las referencias a “dólares” o “US\$” se refieren a dólares estadounidenses.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este Suplemento de Prospecto Resumido (incluyendo porcentajes) y en los estados financieros mencionados en este Suplemento de Prospecto Resumido, han sido sujetas a ajustes por redondeo para facilitar su presentación. Concordantemente, las cifras incluidas para las mismas categorías e incluidas en diferentes tablas o partes de este Suplemento de Prospecto Resumido y en los estados financieros mencionados, pueden presentar variaciones menores y las cifras totales incluidas en ciertas tablas o cuadros podrían no ser el total aritmético de todas las cifras que la preceden.

Estimaciones de reservas

Este Suplemento de Prospecto Resumido incluye estimaciones para las reservas probadas, probables y posibles de la Compañía preparadas de acuerdo con las reglas de estimaciones de reservas de petróleo y gas, definiciones y pautas PRMS aprobadas por *Society of Petroleum Engineers* (Asociación de Ingenieros en Petróleo) y otras instituciones internacionales. Dichas estimaciones, definiciones y pautas no son consistentes con las reglas de la SEC. Este Suplemento de Prospecto Resumido no incluye información respecto de las estimaciones de reservas para las áreas de la Compañía en Venezuela, ya que la Compañía no ha recibido información del operador


Juan Martín Vico
Subdelegado

de dicha área. Para más información, véase la sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela – La Emisora posee información actual limitada de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Las estimaciones de reservas de petróleo de la Compañía efectuadas en este Suplemento de Prospecto Resumido, incluyen petróleo crudo, condensado, GLP, y gasolina.


Las estimaciones de reservas netas incluidas en este Suplemento de Prospecto Resumido, reflejan solamente la participación de la Compañía en las reservas brutas correspondientes. Todas las estimaciones de reservas de petróleo y gas de la Compañía reflejan la deducción del consumo interno, sin descontar las regalías que deben abonarse al Estado Nacional o a las provincias, según corresponda, que se reflejan en los estados financieros consolidados de la Compañía como un costo. Además, las estimaciones de reservas de gas incluidas en este Suplemento de Precio reflejan los volúmenes de gas ajustados proporcionalmente al poder calórico de 9.300 kcal/m³. Las normas PRMS no reconocen como reservas a los volúmenes de gas ajustados por su poder calórico, por lo tanto, ninguno de los volúmenes reportados en este Suplemento de Prospecto Resumido deberá ser interpretado como reservas auditadas por DeGolyer and MacNaughton. Sin perjuicio de ello, la Compañía requirió a DeGolyer and MacNaughton que incluyera en su reporte los volúmenes de gas modificados proporcionalmente según su poder calórico a 9.300 kcal/m³, a los fines de compatibilizar la forma en que la Compañía expone sus volúmenes de producción.

Las estimaciones de reservas se basan en información actual, expectativas y asunciones que podrían ser inapropiadas. La precisión de una estimación sobre reservas deriva de los datos disponibles, la ingeniería y la interpretación y determinación geológica de las reservas y la ingeniería de los reservorios. Como resultado de ello, diferentes ingenieros frecuentemente obtienen distintas estimaciones. Estas estimaciones también reflejan asunciones de información, incluyendo ratios proyectados de producción futura, tiempos e importes destinados a inversiones en desarrollo y precios del petróleo y del gas, muchas de las cuales están fuera del control de la Compañía y podrían no ser correctas con el transcurso del tiempo. Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de una estimación pueden justificar la revisión de dicha estimación, de modo que las estimaciones de reservas realizadas en un momento específico son frecuentemente diferentes de las cantidades de petróleo y gas finalmente recuperadas. Por ende, las estimaciones de reservas suelen ser materialmente diferentes en relación con las cantidades de petróleo y gas finalmente recuperadas. Por lo tanto, el público inversor no debe depositar una confianza indebida en las estimaciones de reservas de la Compañía.

Para consultar la definición de reservas “probadas”, “probables” y posibles” y la información respecto del procedimiento empleado por la Compañía para la estimación de sus reservas, ver “*Información de la Emisora – Descripción de las actividades y negocios – Resultados de Petróleo y Gas*” del Suplemento de Prospecto. Para mayor información sobre los riesgos relativos a las estimaciones de reservas de la Compañía, ver también “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas – La incertidumbre de las estimaciones de las reservas de petróleo y gas podría afectar negativamente la condición financiera de la Emisora*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Información de producción

A menos que se indique lo contrario, toda la información sobre producción de petróleo crudo, GLP y gas se refiere a la producción en el punto de entrega, sin incluir la deducción de las regalías que deben abonarse al Estado Nacional o a las provincias, según corresponda, que se reflejan en los Estados Financieros Intermedios como un costo. Salvo indicación en contrario, la información sobre producción de petróleo incluye petróleo crudo, condensado, GLP, y gasolina. La información sobre superficie y producción neta incluida en este Suplemento de Prospecto


Juan Martín Vico
Subdelegado

Resumido, representa solo la participación de la Compañía respecto de la producción y superficie bruta, respectivamente. Asimismo, no se incluye en este Suplemento de Prospecto Resumido información sobre producción en el área en Venezuela respecto de la cual la Compañía posee participación.


Información económica, de la industria y del mercado

La información económica, de la industria y del mercado y cualquier otra información estadística utilizada a lo largo de este Suplemento de Prospecto Resumido está basada en información publicada por organismos gubernamentales, tales como el Ministerio de Desarrollo Productivo, la Secretaría de Energía (la “**Secretaría de Energía**”), el INDEC, el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (“**ENRGE**”, anteriormente el Ente Nacional Regulador del Gas o “**ENARGAS**”), el Banco Central y otras fuentes independientes, tales como el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“**IAPG**”). Cierta información se encuentra basada en estimaciones de la Compañía que derivan de la revisión de estudios internos así como de fuentes independientes. Aunque la Compañía considera que dichas fuentes son confiables, no ha verificado independientemente dicha información y no puede garantizar su precisión y completitud.

Definiciones, Abreviaturas y unidades de medida

Salvo que se indique lo contrario en este Suplemento de Prospecto Resumido, las siguientes unidades de medida tendrán los significados que a continuación se indican:

“acre”	4.047 m ² , aproximadamente.
“bbl”	Un barril equivalente a 0,15898761 m ³ .
“boe”	Barriles de petróleo equivalentes, que equivalen a 158,98731 m ³ de gas natural, determinados utilizando el ratio de 5.614,6 pies cúbicos de gas natural por barril de crudo.
“BTU”	Unidad de medida británica para medir la energía necesaria para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua, equivalente a 0,00095755 pies cúbicos con un poder calórico de 9.300 Kcal/m ³ .
“/d”	Por día.
“Dam ³ ”	Decámetro cúbico
“hp”	Caballos de potencia (<i>Horsepower</i>).
“km”	Un kilómetro.
“km ² ”	Un kilómetro cuadrado.
“m ³ ”	Un metro cúbico.
“mbgl”	Un metro bajo el nivel del suelo.
“Mbbbl”	Miles de bbl.
“Mboe”	Miles de boe.
“MBTU”	Miles de BTU.
“Mm ³ ”	Miles de m ³ .
“MMbbbl”	Millones de bbl.
“MMboe”	Millones de boe.
“MMbtu”	Millones de BTU.
“MMm ³ ”	Millones de m ³ .


 Juan Martín Vico
 Subdelegado

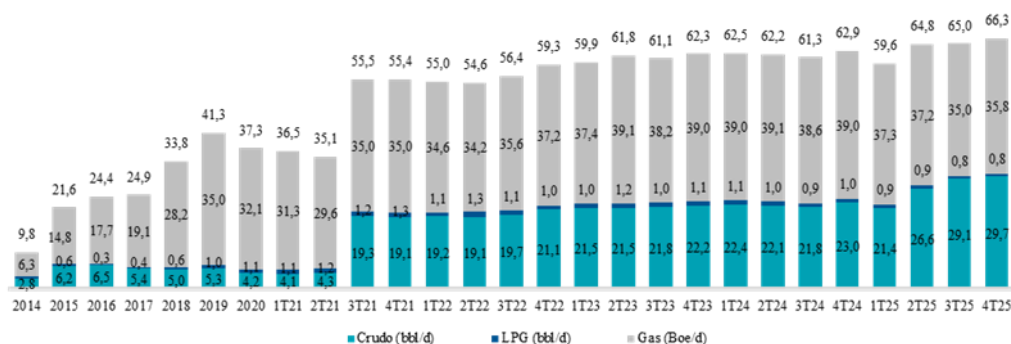
RESUMEN SOBRE LA INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Este resumen destaca parte de la información relevante del negocio de la Emisora detallada en en otras secciones de este Suplemento de Prospecto Resumido. No contiene toda la información que debe ser considerada antes de invertir en las Obligaciones Negociables. Para una comprensión más completa del negocio de la Compañía y de esta oferta, debe leerse la información más detallada que aparece en otras secciones de este Suplemento de Prospecto Resumido, incluida la información descrita en las secciones “Factores de Riesgo”, “Información de la Emisora” e “Información Financiera” y los Estados Financieros Anuales Auditados y los Estados Financieros Intermedios.


Panorama general

La Compañía es una empresa independiente líder del sector energético que opera en la República Argentina. La Compañía se dedica al desarrollo, producción y exploración de petróleo crudo y gas natural, y en menor medida de GLP (negocio de *upstream*). La Compañía cuenta con un importante portafolio de áreas de exploración o producción petróleo y gas a través de cinco cuencas en Argentina, concentrada principalmente en la Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Santa Cruz y en la Cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén, ambas ubicadas en el sur del país. Las operaciones en la Cuenca Neuquina incluyen una participación no operada en el área Aguada del Chañar, en la formación Vaca Muerta, operada por YPF, adquirida el 21 de marzo de 2025, cuya transferencia efectiva tuvo lugar el 1 de abril de 2025 (ver “*Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Compañía – Riesgos Relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) - La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias*” en este Suplemento de Prospecto Resumido). La Compañía es además el mayor productor de gas *onshore* en la Cuenca Austral, donde sus actividades de producción y exploración cubren aproximadamente 5,8 millones de acres brutos. Adicionalmente, la Compañía mantiene inversiones significativas en participaciones accionarias en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina y en Chile (el negocio de “*midstream*”). En 2025, esta red de gasoductos representó aproximadamente el 41% del mercado de transporte de gas en Argentina y comprendía más de 7.300 km de ductos con una capacidad de inyección aproximada de 85,5 MMm³/d.

Al 31 de diciembre de 2025, de acuerdo con la información publicada por el IAPG, la Emisora fue el octavo mayor productor de petróleo y de gas en Argentina en base a la producción en boca de pozo, representando aproximadamente el 2% y el 4% de la producción interna de petróleo y gas, respectivamente. El siguiente gráfico detalla la evolución de la producción en boca de pozo de la Compañía desde 2014:



Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía operaba u ostentaba participaciones en 21 concesiones de explotación y 2 permisos de exploración en la Cuenca Austral onshore, quince áreas en la


Juan Martín Vico
Subdelegado

Cuenca del Golfo San Jorge, un área en la Cuenca Cuyana, un área en la Cuenca del Noroeste, un área en la Cuenca Neuquina y dos áreas en la Cuenca Austral offshore. En 2025, el 50% de la producción de *upstream* correspondió a petróleo crudo, y el 50% restante a gas natural.

Al 31 de diciembre de 2025, la producción diaria neta promedio fue de 27.611,1 bbl/d de petróleo crudo, incluyendo GLP, y 27.360,2 boe/d, equivalentes a 4.349,9 Mm3/d, de gas natural. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la producción diaria neta promedio fue de 23.315,1 bbl/d de petróleo crudo, incluyendo GLP, y 31.193,2 boe/d, equivalentes a 4.959,3 Mm3/d de gas natural. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía contaba en Argentina con reservas probadas netas estimadas de gas natural de 80.468 Mboe, de las cuales 54.605 Mboe son desarrolladas y 25.863 Mboe son no desarrolladas; 29.862 Mboe en reservas probables netas y 8.698 Mboe en reservas posibles netas. Las áreas de la Compañía también cuentan con reservas probadas netas estimadas de petróleo de 79.807 Mbbl, de las cuales 48.671 Mbbl son desarrolladas y 31.136 Mbbl no desarrolladas; 36.556 Mboe en reservas probables netas y 14.531 Mboe en reservas posibles netas.

Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas netas estimadas representaban una vida útil de reservas de aproximadamente 7,9 años para el petróleo y 8,1 años para el gas, o una vida útil combinada de reservas probadas netas de aproximadamente 8,0 años; mientras que las reservas probadas más probables netas estimadas representaban una vida útil de aproximadamente 11,5 años para el petróleo y 11,0 años para el gas, o una vida útil combinada de aproximadamente 11,3 años.

La siguiente tabla presenta las reservas probadas, probables y posibles netas de petróleo y gas de la Compañía en todas sus áreas en Argentina al 31 de diciembre de 2025. Para mayor información sobre la estimación de reservas, véase “Información de la Emisora - Resultados de Petróleo y Gas - Reservas” del Suplemento de Prospecto.


	Petróleo (Mbbls) ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2025	
		Gas natural (Mboe) ⁽²⁾	Total (Mboe) ⁽²⁾
RESERVAS ⁽³⁾			
Probadas			
Desarrolladas	48.671,2	54.605,0	103.276,2
No desarrolladas.....	31.135,8	25.863,1	56.998,9
Total Probadas	79.807,0	80.468,1	160.275,1
Probables.....	36.555,7	29.861,5	66.417,2
Posibles.....	14.530,7	8.698,2	23.228,9
Total	130.893,5	119.027,7	249.921,2

(1) Incluye petróleo, condensado, GLP y gasolina.

(2) Los volúmenes de gas se presentan ajustados por poder calorífico. Las estimaciones de reservas en metros cúbicos fueron convertidas a boe a razón de 158,98731 m3 de gas natural por boe, determinada usando la relación de 5.614,6 pies cúbicos de gas natural por un barril de petróleo crudo.

(3) Las estimaciones de reservas detalladas en la tabla reflejan las estimaciones de las cuencas Austral y Golfo San Jorge, las cuales han sido extraídas sin ajustes materiales del informe de reservas emitido por DeGolyer and MacNaughton y sin dar efecto a la transferencia o cesión de áreas que tuvieron lugar después del 31 de diciembre de 2024. La tabla también excluye (i) el área Aguaraquí, en la cuenca Noroeste; (ii) el área Aguada del Chañar en la cuenca Neuquina, ya que el 49% de participación de la Compañía en la concesión de explotación fue adquirido de YPF el 21 de marzo de 2025. Ver " Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar "; (iii) el área Campo Onado y (iv) Cajón de los Caballos, en cuenca Cuyana.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las áreas de producción y explotación de la Emisora en Argentina:


Juan Martín Vico
Subdelegado



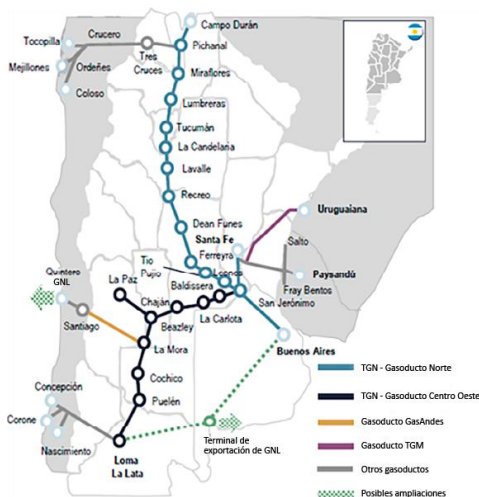
Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, el petróleo (incluyendo GLP) representó el 50,2%, 42,8% y 42,4%, respectivamente, y el gas el 49,8%, 57,2% y 57,6% respectivamente, de la producción total neta. La tabla siguiente presenta la producción diaria neta promedio de petróleo crudo, gas natural y GLP de la Compañía en Argentina para los períodos indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	2023
PRODUCCIÓN⁽²⁾			
Petróleo (bbl/d)	26.748,0	22.314,8	21.741,0
Gas (Mm3/d) ⁽¹⁾	4.349,9	4.959,3	4.941,0
GLP (bbl/d)	863,1	1.000,2	1.091,6
Total (boe/d)	54.971,3	54.508,3	53.910,3

(1) En boe/d, la producción de gas descendió a 27.360,2, 31.193,2, y 31.077,7 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

(2) Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, se excluye el área Aguada del Chañar en la Cuenca Neuquina, ya que la participación del 49% de la Compañía en la concesión de explotación fue adquirida a YPF el 21 de marzo de 2025. Véase “Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – Cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar” del Suplemento de Prospecto.

Además del negocio de upstream, la Emisora tiene participaciones en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina. Las mismas consisten en participaciones en los sistemas de gasoductos de TGN, gasoducto GasAndes y TGM. Esta red de gasoductos conecta estratégicamente a Argentina con todos sus países vecinos y la terminal regasificadora de Gas Natural Licuado (“GNL”) en Argentina.



JMVB
 Juan Martín Vico
 Subdelegado

TGN es uno de los principales operadores de gasoductos en Argentina y América Latina, con más de 30 años de experiencia operativa. El sistema de gasoductos TGN - el segundo sistema de gasoductos de gas natural en Argentina en términos de capacidad, de acuerdo con la Secretaría de Energía de la Nación - representó el 41,65% del total del transporte de gas natural en Argentina en 2025. El sistema de gasoductos conecta las regiones productoras de gas del norte y centro de Argentina con los principales centros poblados de 17 provincias y ocho de las nueve distribuidoras de gas en Argentina. Tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60MMm³/d. Además, TGN posee y opera 20 plantas de compresión y opera y mantiene aproximadamente 11.100 km de gasoductos propios y de terceros.

El gasoducto GasAndes, que conecta la parte central de Argentina con la parte central de Chile, tiene una extensión de aproximadamente 537 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 10,8 MMm³/d. El gasoducto TGM, que conecta el norte de Argentina con el sur de Brasil, tiene una extensión de aproximadamente 421 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 15,0 MMm³/d.

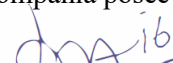
La Compañía co-controla los gasoductos de TGN y GasAndes con el Grupo Techint y Natural Energy Group S.A., respectivamente.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido, la Emisora tiene en forma indirecta una participación del 28,17% en TGN, una participación del 43,5% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 15,77% en TGM, compañías a las cuales co-controla.

Áreas de exploración y producción

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía operaba u ostentaba participaciones en 21 concesiones de explotación y 2 permisos de exploración en la Cuenca Austral onshore, quince áreas en la Cuenca del Golfo San Jorge, un área en la Cuenca Cuyana, un área en la Cuenca del Noroeste, un área en la Cuenca Neuquina, dos áreas en la Cuenca Austral offshore, y un área en la cuenca Oriental (en Venezuela). Las operaciones en Argentina abarcan en conjunto 5,8 millones de acres brutos y 4,2 millones de acres netos, e incluyen más de 5.000 kilómetros de ductos que proveen la infraestructura necesaria para transportar la producción actual y futura. La Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Santa Cruz y la Cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén concentran la mayor parte de la producción de petróleo. La Cuenca Austral, ubicada en la provincia de Santa Cruz, concentra la mayor parte de la producción de gas y de las actividades de exploración. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, las cuencas del Golfo San Jorge, Neuquina y Austral representaron aproximadamente 61%, 24% y 11%, respectivamente, de la producción neta de petróleo y GLP; y 25%, 2% y 73%, respectivamente, de la producción neta de gas natural en Argentina. Además, al 31 de diciembre de 2025, las cuencas Austral y del Golfo San Jorge representaron aproximadamente 5,3% y 94,7%, respectivamente, de las reservas netas totales estimadas de petróleo; y 44,5% y 55,5%, respectivamente, de las reservas netas totales estimadas de gas.

Las actividades de producción y desarrollo se realizan bajo concesiones de explotación y permisos de exploración otorgados por los gobiernos federal y provinciales de Argentina. En la Cuenca Austral onshore, la Compañía cuenta con 21 concesiones de explotación y 2 permisos de exploración. En la Cuenca del Golfo San Jorge, la Compañía posee 11 concesiones de explotación, con vencimientos entre 2035 y 2037. La Compañía lleva a cabo estas actividades en forma directa o mediante acuerdos con socios en arreglos de operación conjunta. Actualmente opera la totalidad de los yacimientos de petróleo y gas en las cuencas Austral y del Golfo San Jorge. Los yacimientos de petróleo y gas en el área Aguaraquí en la Cuenca del Noroeste son operados por el socio del arreglo de operación conjunta, Tecpetrol. En la Cuenca Neuquina, la Compañía posee un derecho de participación en una concesión de explotación no convencional, operada por YPF y con vencimiento en 2053; y en la Cuenca Austral offshore la Compañía posee



Juan Martín Vico
Subdelegado

una participación en dos permisos de exploración operados por Equinor Argentina AS Sucursal Argentina. En la Cuenca Cuyana, la Compañía posee una concesión de explotación que se opera mediante arreglos de operación conjunta con terceros. Esta concesión vence en mayo de 2026. La Compañía solicitó la extensión al Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza, la cual, a la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido, no ha sido otorgada.

La tabla que sigue resume cierta información sobre las áreas de la Compañía:

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Vencimiento ⁽³⁾	Participación	Acres brutos (MM acres)	Reservas netas probadas de petróleo y gas ⁽⁵⁾	Producción media diaria neta de petróleo crudo	Producción diaria neta promedio de gas natural	Producción diaria promedio neta total
					2024	2025	2025	2025
					Al 31 de septiembre de			
					(Mboe)	(bbl/d)	(Mm3/d)	(boe/d)
Argentina								
Austral ⁽⁴⁾	El Cerrito	2033/2037/2053	100,0	175,2	24.717,1	800,0	1.516,8	10.340,2
	Dos Hermanos	2027/2034/2037	100,0	120,3	147,8	0,7	-	0,7
	Campo Boleadoras	2027/2033/2034	100,0	216,1	3.727,3	843,7	3.993,0	3.354,9
	Campo Indio Este	2028/2053	100,0	49,0	16.885,6	1.161,0	10.768,0	7.933,9
	María Inés	2027/2028	100,0	239,7	168,6	192,9	15,0	287,5
	Glencross ⁽⁹⁾	2033	87,0	185,9	-	-	-	-
	Estancia Chiripa	2033	87,0	55,3	-	-	-	-
	Tapi Aike	N/A	100,0	1.281,6	-	-	-	-
	Paso Fuhr ⁽¹⁰⁾	N/A	50,0	1.153,7	-	-	-	-
	AUS-105	2026	25,0	526,3	-	-	-	-
	AUS-106	2026	25,0	533,9	-	-	-	-
Total				4.537,0	45.646,4	2.998,3	16.292,8	21.917,2
Golfo de San Jorge	Bloque 127 ⁽¹¹⁾	2035	100,0	28,9	425,3	144,8	-	144,8
	Cañadón León	2035	100,0	90,3	2.354,7	740,4	4,6	796,1
	Cañadón Minerales ⁽¹¹⁾	2035	100,0	74,0	4.036,7	1.028,4	-	1.028,4
	Cañadón Seco	2036	100,0	41,8	17.833,0	2.179,3	485,1	5.230,6
	Cerro Overo ⁽¹¹⁾	2035	100,0	81,3	200,5	93,2	-	93,2
	Cerro Wenceslao	2036	100,0	87,7	2.531,2	385,8	-	385,8
	El Cordón	2036	100,0	17,2	196,3	54,4	0,3	56,5
	El Huemul – Koluel Kaike	2037	100,0	148,0	35.117,7	4.612,6	262,1	6.261,3
	Las Heras	2035	100,0	64,8	2.559,9	392,1	2,9	410,5
	Meseta Espinosa	2036	100,0	34,6	13.134,2	1.328,0	137,7	2.194,4
	Meseta Espinosa Norte	2035	100,0	42,2	5.402,6	711,3	162,4	1.733,0
	Meseta Sirven ⁽¹⁰⁾	2037	100,0	66,9	305,8	117,5	-	117,5
	Piedra Clavada	2035	100,0	55,3	17.046,2	3.184,0	7,0	3.227,8
	Sur Piedra Clavada	2035	100,0	49,8	5.066,7	1.144,1	3,7	1.167,1
	Tres Picos	2035	100,0	120,7	9.415,7	768,9	0,6	772,5
Total				1.003,5	114.626,5	16.884,8	1.066,4	23.592,5
Cuyana ⁽⁷⁾	Cajón de los Caballos	2026	25,0	217,8	18,2	33,5	-	33,5
Noroeste	Aguaragüe ⁽⁶⁾	2037	5,0	14,2	475,6	41,4	13,57	127,2
Neuquina	Agüada del Chañar	2053	49,0	46,5	17.126,7 ⁽⁶⁾	6.630,2	99,4	7.255,3
Venezuela ⁽⁴⁾	Campo Onado	2026	26,0	54,4	-	-	-	-

(1) La información expuesta en el cuadro excluye: (i) el área El Sauce, en la cuenca Neuquina, que fue cedida a Energía Compañía Petrolera S.A. El Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos naturales emitió la Resolución 272/17, en virtud de la se aprobó la cesión. Sin embargo, la cesión aún no ha sido autorizada por el Poder Ejecutivo de la provincia de Neuquén; (ii) el área Palmar Largo, en la cuenca Noroeste, que por vencimiento del plazo original fue devuelta a las provincias de Formosa y Salta; (iii) las áreas Cándor y La Maggie en la cuenca Austral, y (iv) las áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura Intermedia en la cuenca Cuyana, cuyas concesiones de explotación han transferidas a Venoil Energía S.A. el 17 de diciembre de 2024 (ver “*Información Financiera – Inversiones y Desinversiones - Desinversiones – Áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura Intermedia – Transferencia de Activos a Venoil*” en el Suplemento de Prospecto); y (v) las áreas La Ventana y Río Tunuyán, ubicadas en la cuenca Cuyana, que el


Juan Martín Vico
Subdelegado

3 de noviembre de 2025 fueron transferidas a Petróleos Sudamericanos S.A., con efecto a partir del 1 de noviembre de 2025 (ver *“Información de la Emisora – Áreas de producción y explotación de la Emisora – Cuenca de Cuyana”*).

(2) El cuadro presenta la información por distrito, es decir, por centro de costos u organización contable, y cada distrito comprende varias áreas o yacimientos. Para mayor información, ver la nota 1 de nuestros estados financieros auditados.

(3) Se refiere a los permisos de exploración y/o concesiones de explotación dentro de cada distrito. Dado que la Emisora o sus socios pueden ser titulares de varios permisos de exploración y/o concesiones de explotación, correspondientes a distintos yacimientos de petróleo y gas pero a la misma área, el cuadro presenta los años de vencimiento de los diversos permisos de exploración o concesiones de explotación dentro de cada distrito, según corresponda.

(4) La Emisora no cuenta con información actualizada acerca de su área en Venezuela. Ver *“Factores de riesgo—Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela”*.

(5) Las estimaciones correspondientes a las cuencas Austral y Golfo San Jorge han sido extraídas sin ajustes sustanciales del informe de reservas emitido por DeGolyer and MacNaughton.

(6) Información obtenida de la Secretaría de Energía de la República Argentina conforme a la Sección 4. La Compañía no cuenta con información relativa a las reservas netas probadas certificadas de petróleo y gas de la cuenca Neuquina, dado que adquirió el activo en marzo de 2025. Para mayor información ver *“Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar”* en este Suplemento de Prospecto.

(7) La concesión vence en mayo de 2026. La Emisora ha solicitado la extensión al Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza, la cual, a la fecha de este Suplemento de Prospecto, no ha sido otorgada. Para mayor información ver *“Información de la Emisora – Áreas de producción y explotación de la Emisora – Cuenca de Cuyana”*.

(8) Con fecha 22 de diciembre de 2025, de acuerdo con el artículo 37 de la Ley 17.319 y lo establecido en el art. 4 del Acuerdo Marco suscripto el 11 de agosto de 2006, aprobado por Ley N°2.921, la Compañía presentó en el Ministerio de Energía y Minería una nota notificando la reversión total de la superficie del área “Glencross”.

(9) Con fecha 22 de diciembre de 2025, la Emisora presentó ante el Ministerio de Energía y Minería su decisión de revertir totalmente la superficie de la concesión de explotación “Glencross”.


(10) Con fecha 15 de diciembre de 2025, la Emisora y YPF S.A. presentaron ante el Ministerio de Energía y Minería su decisión de revertir parcialmente 3.789 km² de la superficie del permiso de exploración “Paso Fuhr”, reteniendo una superficie de 894 km².

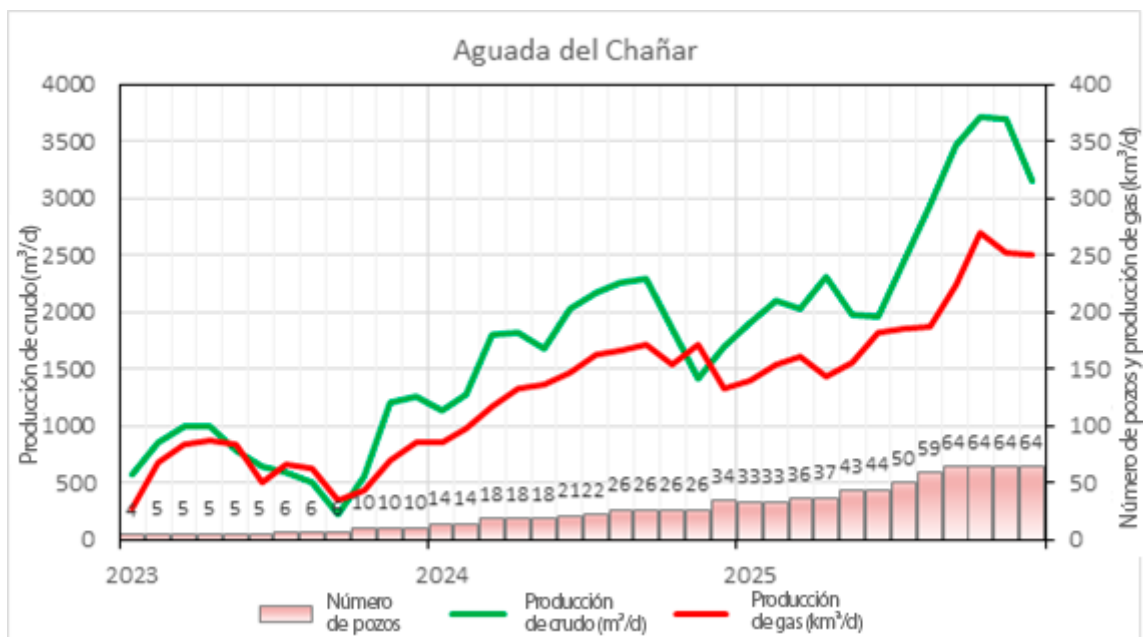
(11) En fecha 22 de diciembre de 2025, la Emisora cedió a Brest S.A. de Servicios Petroleros sus derechos y obligaciones con relación a las concesiones de explotación Bloque 127, Cerro Overo, Cañadón Minerales y Meseta Sirven, sujeto a la verificación de determinadas condiciones precedentes, entre ellas, la obtención de la aprobación provincial de la cesión. La Cesión fue aprobada mediante Resolución N°18/26 del Ministerio de Energía y Minería de la Provincia de Santa Cruz, ratificada por decreto 299/26 de fecha 26 de marzo de 2026 del Poder Ejecutivo de la provincia de Santa Cruz.

El 21 de marzo de 2025, la Emisora suscribió un Acuerdo de Farm-In con YPF a través del cual, con efectos al 1° de abril de 2025, adquirió el 49% de los intereses, derechos y obligaciones derivados de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos sobre el área Aguada del Chañar, ubicada en la provincia de Neuquén. YPF mantiene la titularidad del restante 51% de la concesión de Aguada de Chañar y continúa siendo su operador. El área Aguada del Chañar está ubicada en la zona petrolera principal de Vaca Muerta, rodeado por áreas donde Vista Energy, S.A.B. de C.V., Pampa Energía S.A. e YPF están llevando a cabo intensas actividades de desarrollo. La actividad y la producción actuales en el área se centran principalmente en el desarrollo de las zonas conocidas como “Cocina” y “Orgánico Inferior” de Vaca Muerta. Además, hay otros dos objetivos en la zona “Orgánico Superior” que se encuentran en fase de evaluación y piloto, ambos probados en áreas adyacentes.

Para obtener información sobre la adquisición, consulte *“Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar”* y *“Factores de riesgo — Riesgos relacionados con la Compañía – Riesgos Relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) - La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias”* en este Suplemento de Prospecto Resumido.

El siguiente gráfico muestra la producción histórica de petróleo y gas del área Aguada del Chañar para los períodos indicados:


Juan Martín Vico
Subdelegado




Para mayor información sobre la adquisición, consulte “*Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar*” y “*Factores de riesgo — Riesgos relacionados con la Compañía – Riesgos Relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) - La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Historia

La Compañía inició sus operaciones en Argentina en 1920, inicialmente como una empresa dedicada al transporte y comercialización de fuel oil y diésel. En la década de 1950, la Compañía fue pionera en la comercialización de gas licuado para uso residencial. En la década de 1960 la Compañía comercializaba combustibles y lubricantes bajo la marca “Puma”. En la década de 1980, la Compañía adquirió participaciones en áreas de exploración y producción de petróleo y gas en todo el país y concentró sus esfuerzos en la exploración y producción de petróleo crudo, gas natural, y sus derivados. Durante los años 1990, la Compañía modificó su estrategia comercial hacia el segmento *upstream*, y adquirió participaciones en empresas líderes de transporte de gas en Argentina y países vecinos.

A fines de la década de 1990, la Compañía modificó su estrategia, vendió el segmento *downstream*, y comenzó a enfocarse exclusivamente en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, preservando sus intereses en *midstream*. Hacia finales de esa década, la Compañía atravesó serias dificultades financieras y solicitó su reorganización en septiembre de 2000, principalmente debido a ciertos pasivos de su entonces accionista controlador por los que había otorgado garantías. Dicho proceso de reorganización culminó en 2012.

En abril de 2013, Southern Cone Foundation, una fundación privada con inversiones en los sectores aeroportuario, agroindustrial, energético, de infraestructura, servicios y tecnología en diez países, adquirió una participación accionaria indirecta de control en la Compañía con la visión de posicionar a la Compañía como una empresa líder de petróleo y gas en Argentina. A la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido, Latin Exploration S.L.U., una sociedad holding española, es titular del 77,72% del capital social de la Compañía. El beneficiario final del accionista controlante es Southern Cone Foundation, que a su vez controla el conglomerado conocido como Corporación América.


 Juan Martín Vico
 Subdelegado

El 1° de abril de 2015, la Compañía adquirió el negocio de Petrobras Argentina en la Cuenca Austral, incluyendo 71% y 50% de participación en las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste, respectivamente, convirtiendo a la Compañía en operadores de dichas áreas, lo que sentó las bases de la presencia en la Cuenca Austral y potenció significativamente la producción de gas de la Emisora. La adquisición permitió a la Compañía lanzar su primera campaña de perforación como operador, lo que incrementó el tamaño y alcance de la Compañía.

En 2016, la Compañía realizó su primera emisión internacional de obligaciones negociables, y se le otorgó la concesión sobre el área Tapi Aike en la cuenca Austral, que incluye una superficie considerable en la formación Palermo Aike, la segunda formación de esquisto más grande de Argentina después de Vaca Muerta.


En 2018 la Compañía aumentó su actividad de perforación, permitiéndole alcanzar un crecimiento significativo en producción y reservas. Durante dicho año la Compañía también reanudó la exportación de gas natural.

El año 2021 fue de crecimiento y desarrollo sostenido para el negocio. El 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta de la Compañía para adquirir el 100% de las acciones de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. (que luego pasó a denominarse CGC Energía S.A.U. y actualmente es CGC como resultado de la fusión que tuvo lugar en noviembre de 2023), titular de intereses en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge en Argentina. Esta adquisición, que cubrió un área de 5.850 km², resultó en un incremento de la producción de petróleo y gas de 2.410 m³ por día y 931 m³ por día, respectivamente.

La adquisición incrementó significativamente el tamaño y el alcance del negocio al incorporar los siguientes intereses: (i) 100% en las áreas Bloque 127, Cañadón León, Cañadón Minerales, Cañadón Seco, Cerro Overo, Cerro Wenceslao, El Cordón, El Huemul - Koluel Kaike, Las Heras, Meseta Espinosa, Meseta Espinosa Norte, Meseta Sirven, Piedra Clavada, Sur Piedra Clavada y Tres Picos de la Cuenca del Golfo San Jorge, y las áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura Intermedia de la Cuenca Cuyana (transferidas a VenOil Energía S.A. el 17 de diciembre de 2024); (ii) 30% en las áreas La Ventana y Río Tunuyán de la Cuenca Cuyana (transferidas a Petróleos Sudamericanos S.A. en noviembre de 2025, ver *“Información de la Emisora – Áreas de producción y explotación de la Emisora – Cuenca Neuquina”*); y (iii) 25% en el área Cajón de los Caballos de la Cuenca Cuyana. Esta adquisición permitió equilibrar la producción y ventas de petróleo y gas, desplazando el enfoque de la estrategia desde el gas no convencional hacia el incremento de la producción de petróleo proveniente de recursos convencionales.

En 2023, la Compañía celebró un acuerdo con YPF para la exploración no convencional en la formación Palermo Aike.

El 21 de marzo de 2025, la Compañía adquirió 49% de los intereses, derechos y obligaciones de YPF derivados de la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el área Aguada del Chañar, ubicado en la Cuenca Neuquina dentro de la formación geológica conocida como Vaca Muerta. El precio de la transacción fue de US\$75 millones, y la Compañía acordó asumir, por cuenta y orden de YPF, el 80,40% de los gastos de capital (“CAPEX”) atribuibles a la participación de YPF en el área por un período de cuatro años hasta un monto máximo de US\$255 millones, sujeto a topes anuales y mensuales. Para mayor información sobre la adquisición, véase *“Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar”* y *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Compañía – Riesgos Relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) - La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias”* en este Suplemento de Prospecto Resumido. La adquisición del área Aguada del Chañar también implicó un cambio de estrategia, dado que la Compañía


Juan Martín Vico
Subdelegado

comenzó a enfocarse en incrementar su producción de petróleo no solo a partir de recursos convencionales mediante su operación en la Cuenca del Golfo San Jorge, sino también a partir de recursos no convencionales mediante su participación no operadora en la Cuenca Neuquina.

Un organigrama ilustrativo de la estructura corporativa se incluye en “*Información de la Emisora – Estructura de la Emisora*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Fortalezas competitivas

Las principales fortalezas competitivas de la Compañía son:

Posición dominante en yacimientos convencionales en la cuenca del Golfo San Jorge y la cuenca Austral.

Una parte significativa de la producción y reservas de la Compañía se encuentra actualmente en la cuenca Austral (*on-shore*) y en la cuenca del Golfo San Jorge, las cuales tienen un potencial significativo de desarrollo y exploración.


Al 31 de diciembre de 2025, la producción diaria promedio de petróleo en la cuenca del Golfo San Jorge era de 16.884,7 bbl/d con 1,126 pozos productivos y 15 áreas de petróleo y gas en operación. En el caso de la cuenca Austral, la producción diaria promedio de gas era de 19.890,3 boe/d, con 283 pozos en producción y 21 áreas de petróleo y gas en operación.

Además, al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas netas de la Compañía representaban una vida útil de aproximadamente 7,9 años para el petróleo y 8,1 años para el gas, o una vida útil combinada de reservas probadas netas de aproximadamente 8,0 años, mientras que las reservas probadas y probables netas estimadas de la Compañía representaban una vida útil de aproximadamente 11,5 años para el petróleo y 11,0 años para el gas, o una vida útil combinada de reservas probadas y probables netas de aproximadamente 11,3 años.

La Compañía cree que la geografía y las formaciones geológicas (es decir, gas convencional somero, gas comprimido y petróleo de formaciones compactas), varias capas productivas (es decir, reservorios apilados) y tipos de recursos (es decir, petróleo, gas natural, etc.) en las cuencas, junto con el conocimiento y experiencia de la Compañía en las cuencas (en particular en la cuenca Austral donde la Compañía es el principal operador on-shore le permiten flexibilidad operativa y le permiten mantener un nivel equilibrado de riesgo a través de actividades de desarrollo convencionales y no convencionales). Además, las áreas de la Compañía en la cuenca, así como sus otros permisos y concesiones, tienen cantidades significativas de áreas no exploradas, incluidas grandes porciones adyacentes a sus campos productores actuales con formaciones geológicas similares, lo que presenta oportunidades de exploración con un riesgo relativamente bajo.

Exposición en Vaca Muerta a través de un activo estratégico.

A través de la adquisición de la principal participación no operativa de la Compañía en el área Aguada del Chañar, en la cuenca Neuquina, la Compañía aseguró una participación significativa en un activo estratégico en Vaca Muerta. Para obtener información sobre la adquisición, consulte “*Información de la Emisora -Áreas de Exploración y Explotación - Cuenca Neuquina – Área Aguada del Chañar*” del Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía posee activos de midstream que la proveen de estabilidad en el flujo de fondos y sinergias

La Compañía co-controla la segunda infraestructura de transporte de gas más grande de Argentina que representa aproximadamente el 42% de la capacidad de transporte de gas del país y consiste en una longitud total agregada de más de 7.300 km de gasoductos posicionados para desbloquear completamente el potencial de Vaca Muerta y una capacidad de entrega de aproximadamente 50,9 MMm³/d. Estos activos son una fuente de flujo de caja estable, lo que proporciona consistencia en medio de los cambios en los precios del petróleo y el gas natural. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía recibió dividendos de Gasinvest S.A. (accionista controlador de TGN), TGN, GasAndes Argentina, GasAndes Chile por un monto de US\$ 54,0 millones (\$78.652,8 millones), US\$ 0,1 millones (\$161,0 millones), US\$ 8,6 millones (\$12.482,4 millones), US\$ 6,8 millones (\$9.924,2 millones) y respectivamente, en virtud de los “importes convertidos a pesos por conveniencia”. Además, al 31 de diciembre de 2024, la Compañía recibió dividendos de Gasinvest S.A. (accionista controlador de TGN), TGN, TGM, GasAndes Argentina, GasAndes Chile por un monto de US\$ 25,3 millones (\$36.745,2 millones), US\$ 0,05 millones (\$71,7 millones), US\$ 0,2 millones (\$286,7 millones), US\$ 7,7 millones (\$11.175,3 millones), US\$ 5,2 millones (\$7.580,5 millones) y respectivamente, en virtud de los “importes convertidos a pesos por conveniencia. La participación de la Compañía en estos activos de *midstream* también crea sinergias para su negocio que le brindan una mejor posición de negociación y general dentro del mercado argentino.


Potencial no explotado en la formación Palermo Aike.

La formación Palermo Aike representa 8.200 km² (2,0 millones de acres) del territorio de la provincia de Santa Cruz. A la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido, la Compañía tiene una posición dominante en esta formación que representa 5.200 km² (1,3 millones de acres). La formación Palermo Aike tiene un inventario potencial de más de 20.000 ubicaciones de pozos. A través de la participación de la Compañía en esta formación y su asociación con YPF, la Compañía cree que existe una oportunidad no explotada para aumentar las operaciones no convencionales y permitir el crecimiento de la producción que puede canalizarse a través de la extensa red de instalaciones propias con una capacidad significativa disponible.

Fuerte accionista controlante.

El accionista controlante de la Compañía, Latin Exploration S.L.U., es propiedad beneficiaria de la Southern Cone Foundation, que también controla el grupo Corporación América, un grupo con más de 60 años en inversiones y liderazgo en aeropuertos, agronegocios, energía e infraestructura. Corporación América está fuertemente comprometida con el crecimiento argentino, con inversiones emblemáticas como la adquisición de 33 aeropuertos en 1998.

Algunas de las principales empresas dentro del grupo incluyen Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Aeropuertos Uruguay S.A., Toscana Aeroporti S.p.A., Inframerica Concessionária do Aeroporto de Brasília S.A., Aeroports de Armenia C.J.S.C., Compañía General de Combustibles S.A. (CGC), COAM Servicios Petroleros S.A., Mexplort S.A., Unitec Semiconductores S.A., Unitec Blue S.A., Unitec Bio S.A., CINC S.A., Texelrio S.A., Helpport S.A., Grass Master S.A., Tierras de Santa Ana S.A. (TIASA), Tango C.J.S.C., Corporación América Real Estate S.A., SIASA S.A., ShopGallery S.A., ConverseBank C.J.S.C., Bodega del Fin del Mundo S.A., Karas Wines C.J.S.C. y Unitec Agrícola S.A.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Durante 2024, Corporación América tuvo aproximadamente US\$3.0 millones en ingresos y aproximadamente 10.000 empleados.

En 2025, el accionista controlante de la Compañía patrocinó la adquisición del área Aguada del Chañar, a través de un aumento de capital de US\$150 millones que permitió a la Compañía asegurar una participación significativa no operativa en un activo estratégico en la formación Vaca Muerta. Para obtener información sobre la adquisición, ver " *Información de la Emisora - Áreas de Exploración y Explotación - Cuenca Neuquina – Área Aguada del Chañar.*"

La Compañía considera que el respaldo permanente de su accionista controlante y su familiaridad con el mercado argentino constituye una fortaleza competitiva para su negocio.

Equipo gerencial experimentado.

Los gerentes a cargo de las áreas de geología, geociencia y operaciones de la Compañía forman parte de un equipo gerencial experimentado con experiencia probada en el sector energético y, por lo tanto, comprenden las complejidades del entorno empresarial argentino, incluyendo la operación dentro de un marco regulatorio estricto. Esto le ha permitido a la Compañía desarrollar relaciones sólidas y colaborativas con socios de la industria, proveedores, clientes y reguladores, lo que a su vez le ha permitido aumentar su participación en el sector de petróleo y gas y desarrollar la capacidad de la Compañía para adaptarse a los cambios en un mercado en constante cambio.

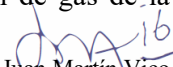
Perfil financiero resiliente.

A pesar de la volatilidad inherente del sector de petróleo y gas, la Compañía mantiene un perfil financiero resiliente y tiene una estrategia hacia la reducción de su nivel de endeudamiento. En este sentido, el producido de la emisión de las Obligaciones Negociables se aplicará a la refinanciación de la deuda (ver " *Destino de los Fondos*"). En paralelo, la Compañía continúa priorizando la eficiencia de costos, la optimización del portafolio y la disciplina de capital en todas sus operaciones.

Infraestructura instalada y base de recursos flexible que permiten a la Compañía absorber un crecimiento significativo en la producción.

La Compañía ha instalado infraestructura y una base de recursos flexible, incluyendo plantas de tratamiento, oleoductos y facilidades de almacenamiento y entrega, que le permiten variar su proporción de petróleo y gas para responder rápidamente a los cambios en el mercado energético nacional e internacional y capturar los mejores precios disponibles en el mercado, así como explorar y expandirse en la producción adicional de petróleo y gas, sin necesidad de incurrir en gastos de capital adicionales. Además, debido a la composición de la base de recursos de la Compañía y las capacidades de su equipo de producción, la Compañía puede variar eficientemente la proporción de su producción de petróleo y gas en un plazo relativamente corto, lo que le permite adaptarse con éxito a las condiciones cambiantes en los mercados locales de petróleo y gas y priorizar e incrementar la producción del producto más rentable en cualquier momento dado.

La Compañía cuenta con una infraestructura instalada significativa con capacidad para expandirse en la producción adicional de petróleo y gas, recolección, procesamiento y entrega en la cuenca Austral, lo que la Compañía cree que les permitirá aumentar considerablemente la producción sin incurrir en gastos de capital significativos adicionales. Las áreas de producción de gas de la


Juan Martín Vico
Subdelegado

Compañía están conectadas a redes de oleoductos existentes, lo que les permite convertirse en el primer exportador en entregar gas natural a la planta de procesamiento de Methanex en el sur de Chile tras la autorización del gobierno argentino para reanudar las exportaciones. Además, el 19 de febrero de 2020, la Compañía inauguró la instalación de almacenamiento subterráneo de gas Sur Río Chico, la segunda de su tipo en Argentina, que le permite almacenar gas natural no vendido durante períodos de menor demanda en el verano y retirarlo durante los meses de mayor demanda en invierno. La infraestructura de la Compañía está distribuida en muchos de las áreas que opera en la cuenca Austral, lo que permite desarrollar y monetizar eficientemente sus descubrimientos, incluidos los más pequeños, aprovechando las instalaciones existentes y minimizando la necesidad de inversión incremental.

Estrategia

Basándose en sus fortalezas competitivas, la Compañía busca aumentar su producción y reservas de petróleo y gas mediante el desarrollo de bajo riesgo sobre las reservas existentes y la exploración adicional de sus áreas existentes, enfocándose en proyectos de riesgo relativamente bajo. La intención de la Compañía es continuar expandiendo su negocio *upstream* y mantener su inversión estratégica en su negocio *midstream*, cuya naturaleza de bajo riesgo y predecible cree que le proporciona un mayor equilibrio a la luz de la volatilidad intrínseca de su negocio *upstream*.

La Compañía también tiene la intención de expandir su producción y reservas de petróleo y gas mediante la realización de *farm-outs*, acuerdos conjuntos u otras asociaciones estratégicas en Paerlo Aike u otras inversiones estratégicas de largo plazo que le permitan aprovechar oportunidades de crecimiento, reduciendo los requisitos de gasto de capital y evitando así aumentos significativos en su apalancamiento.

Los componentes clave de la estrategia comercial de la Compañía son:


Los activos convencionales sustentan la estabilidad de la producción de la Compañía.

La baja tasa de disminución y la estabilidad de los perfiles de producción de los activos convencionales de la Compañía le permiten tener un flujo predecible de producción de petróleo y gas. Además, la Compañía ha emprendido y está ejecutando un plan de reducción de costos de su portafolio convencional con el objetivo de mejorar la rentabilidad, mejorar la resiliencia del flujo de caja, mejorar la eficiencia operativa y maximizar la recuperación de campos maduros. Se espera que el negocio convencional fortalecido genere flujos de caja predecibles y de baja volatilidad, que permita continuar afrontando el pago de los compromisos financieros como la reinversión en proyectos de mayor crecimiento.

Desinversión de activos no esenciales.

La Compañía está implementando un programa de desinversión para monetizar activos de bajo potencial no esenciales, reducir la complejidad y reasignar capital hacia áreas de mayor impacto estratégico y financiero. La estrategia está guiada por dos pilares: (i) maximización del valor y (ii) fortalecimiento del balance. Se espera que esta iniciativa desbloquee valor latente y mejore el retorno sobre el capital empleado.

Posicionamiento estratégico en áreas no convencionales para potencial el crecimiento y convertirse en un operador en Vaca Muerta.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Combinada con la estabilidad de los activos convencionales de la Compañía, la adquisición de la participación no operativa de la Compañía en el área Aguada del Chañar, en la cuenca Neuquina, le permitió asociarse con YPF en uno de los activos de mayor calidad en el área de Vaca Muerta y comenzar el proceso de aprendizaje para operar completamente áreas no convencionales en el futuro. Para obtener información sobre la referida adquisición, consulte “*Información de la Emisora -Áreas de Exploración y Explotación – Cuenca Neuquina – Área Aguada del Chañar*” del Suplemento de Prospecto.

La Emisora considera que existen oportunidades de crecimiento a largo plazo en la participación de la Emisora en la formación Palermo Aike, en la cuenca Austral, dada su significativa extensión y las perspectivas de exploración que la Compañía ha identificado en la zona.

Continuar aumentando la producción de hidrocarburos de la Compañía enfocándose en recursos convencionales y no convencionales mientras aumenta su nivel de reservas.

La Compañía está comprometida con el crecimiento sostenible de su negocio a través del desarrollo y exploración continua de las áreas en las que opera, las cuales cuentan con potencial de desarrollo. A tal fin, la Compañía enfoca sus actividades en sus áreas principales de las cuencas Austral y del Golfo San Jorge. La Compañía continuará priorizando—como lo ha hecho desde que su accionista controlante adquirió la Compañía en abril de 2013—proyectos de producción y exploración de ciclo corto. También la Compañía tiene la intención de evaluar proyectos a más largo plazo que puedan proporcionarle un potencial significativo de aumento en la producción, capacidad de exportación y desarrollo de reservas. El plan de perforación de la Compañía para 2026 y 2027, que está sujeto a cambios debido a factores macroeconómicos, regulatorios y otros, incluye inversiones estimadas en un rango de aproximadamente US\$80,0 millones a US\$120,0 millones en proyectos destinados al desarrollo de reservas y exploración.

Desarrollar proyectos de alto potencial respaldados por el negocio de midstream.


A través de las participaciones co-controlantes de la Compañía en activos midstream como TGN y los gasoductos GasAndes, la Compañía están en condiciones de impulsar la integración energética en América del Sur y aprovechar las oportunidades de comercialización de gas que existen dentro de Argentina y entre los países vecinos. A través de estos activos, la Compañía promovió la reanudación de las exportaciones de gas a Chile en 2018, y actualmente evalúa un proyecto para convertir gas argentino en GNL en la planta chilena de Quintero. A través de TGN y TGM la Compañía también está trabajando para aumentar las exportaciones de gas a Brasil, aprovechando los precios de arbitraje entre Brasil y Argentina.

Continuar mejorando la eficiencia y seguridad de sus operaciones.

Enfocándose en la eficiencia, la Compañía ha establecido procesos de gestión para la fijación y monitoreo de objetivos, buscando así asegurar que se cumplan de manera rentable y segura. También continuará aplicando soluciones tecnológicas y operativas avanzadas para aumentar su producción y reservas, minimizando el impacto ambiental.

Mejorar los precios de venta a través de una cartera de producción diversificada.

Una combinación de producción diversificada fortalece la capacidad de la Compañía para mantener precios competitivos y estables.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía produce crudo pesado a partir de sus campos en la cuenca del Golfo San Jorge, que es muy demandado en Argentina y lo cual le permite pasar de precios de paridad de exportación a precios de importación en el mercado local. Además, su posicionamiento en Aguada del Chañar le da exposición al crudo liviano en su portafolio, lo que permite oportunidades para aumentar los volúmenes de exportación en el futuro. La Compañía también produce gas en sus áreas en la cuenca Austral y, en menor medida, en la cuenca del Golfo San Jorge, que en su mayoría comprende volúmenes comprometidos en virtud de contratos de suministro, tanto en los mercados regulados como en los desregulados, lo que le permite recibir precios de venta más altos que el promedio del mercado.

Compromiso con la salud, la seguridad, y la responsabilidad ambiental.

La Compañía está comprometida con la protección del medio ambiente y la seguridad y salud de sus empleados, contratistas y comunidades en las áreas en las que opera. Convencidos de que la mejor manera de cumplir con su compromiso es contar con personal capacitado y comprometido y adherirse a prácticas internacionales que aseguren el desarrollo de operaciones responsables. La Compañía sigue estándares específicos de la industria, como los estándares de la American Society for Testing Materials, los estándares del American Petroleum Institute, los estándares de la National Fire Protection Association y los estándares del Instituto Argentino de Normalización y Certificación. La Compañía aplica soluciones tecnológicas avanzadas para proteger el medio ambiente, y ha desarrollado e implementado procesos de gestión para continuar mejorando su desempeño en salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una fuerte relación positiva con las comunidades locales en sus áreas de operación.


Compromiso con la inversión social.

La inversión social no solo es un pilar fundamental de la cultura de la Compañía, sino también una prioridad estratégica que considera tan vital como cualquier otra orientada al crecimiento de su negocio. La Compañía está comprometida a generar un impacto positivo y transformador en las vidas de aquellos conectados a su empresa: sus propios empleados y los de sus contratistas, sus familias y las personas que conforman las comunidades cercanas a sus operaciones. El propósito de la Compañía va más allá de los objetivos corporativos; trabaja para contribuir al bienestar colectivo y fortalecer el tejido social de las comunidades a su alrededor. La Compañía promueve la alineación de programas e iniciativas de inversión social con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos en 2015 por los Estados Miembros de la ONU como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Dos objetivos clave que guían esta estrategia: el ODS 17, que la inspira a construir alianzas sólidas y colaborativas para fomentar el desarrollo sostenible de las comunidades, y el ODS 4, que la anima a colaborar a través de iniciativas educativas como un motor clave para el bienestar social y el crecimiento equitativo. Ambos objetivos reflejan el compromiso de la Compañía con el desarrollo integral de las personas y las comunidades en las que está presente.


Información corporativa

La Compañía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina. La sede administrativa principal se encuentra en Bonpland 1745, C1414CMU, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y el teléfono es +54 (11) 4849 6100. El sitio web es <https://cgc.energy/esp/>. La información incluida en el sitio web o a la que se acceda a través del mismo no forma parte de este Suplemento de Prospecto Resumido ni se incorpora por referencia.

Hechos Posteriores



Juan Martín Vico
Subdelegado

Para mayor información ver la sección “*Hechos Posteriores*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.


Juan Martín Vico
Subdelegado

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los potenciales inversores revisar cuidadosamente la sección “Información de la Emisora” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


OFERTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

a) Resumen de la Oferta

a) Resumen de la Oferta


El siguiente resumen contiene información sobre ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase 38. Para una descripción más completa de los términos de las Obligaciones Negociables Clase 38, ver la sección “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.

Emisora	Compañía General de Combustibles S.A., una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina.
Colocadores Internacionales	Citigroup Global Markets Inc., JP Morgan LLC, Morgan Stanley, y Santander US Capital Markets LLC.
Colocadores Locales	Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Macro Securities S.A.U., Balanz Capital Valores S.A.U., Latin Securities S.A., One618 Financial Services S.A.U. y Cucchiara y Cía S.A.
Características	Las Obligaciones Negociables Clase 38 representarán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, con garantía común y no subordinadas de la Compañía.
Clase.....	Obligaciones Negociables Clase 38.
Moneda.....	Las Obligaciones Negociables estarán denominadas y deberán ser suscriptas en Dólares Estadounidenses.
Valor Nominal.....	Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 serán ofrecidas por un valor nominal total de hasta US\$100.000.000 (ampliable por hasta US\$200.000.000). El valor nominal definitivo de emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38, como el valor nominal total consolidado de las Obligaciones Negociables Clase 38, será determinado con anterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 e informado mediante un aviso que será publicado en la Fecha de Adjudicación (conforme dicho término se define más adelante en la sección “ <i>Plan de Distribución</i> ” de este Suplemento de Prospecto) en los Sistemas Informativos (el “ Aviso de Resultados ”).
Precio de Emisión.....	Será determinado por la Compañía con anterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 e informado a través del Aviso de Resultados. Dicha determinación será efectuada sobre la base del resultado del procedimiento de colocación y adjudicación de las Obligaciones


Juan Martín Vico
Subdelegado

Negociables detallado en la sección “Plan de Distribución” en este Suplemento de Prospecto.


Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38.....	Será en la fecha que se informe en el Aviso de Resultados. Para mayor información, ver la sección “Plan de Distribución” en este Suplemento de Prospecto Resumido.
Fecha de Vencimiento.....	Tendrá lugar el 28 de noviembre de 2030 o el Día Hábil inmediato posterior si dicha fecha no fuese un Día Hábil. Para mayor información, ver el apartado “Día Hábil” en este Suplemento de Prospecto.
Amortización.....	El capital de las Obligaciones Negociables Clase 38 se amortizará en será cancelado en una única cuota en la Fecha de Vencimiento, es decir, el 28 de noviembre de 2030.
Tasa de Interés.....	El capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase 38 devengará intereses desde la Fecha Inicial de Emisión y Liquidación y hasta la fecha en que dicho capital sea totalmente amortizado a la Tasa Aplicable, es decir, a una tasa fija nominal anual del 11,875%.
Fechas de Pago de Intereses	Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase 38 serán pagados semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 28 de mayo de 2026; 28 de noviembre de 2026; 28 de mayo de 2027; 28 de noviembre de 2027; 28 de mayo de 2028; 28 de noviembre de 2028; 28 de mayo de 2029; 28 de noviembre de 2029; 28 de mayo de 2030 y en la Fecha de Vencimiento, es decir, el 28 de noviembre de 2030.
Base para el cálculo de los intereses.....	Año de 360 días compuesto por 12 meses de 30 días cada uno.
Fungibilidad	<p>Las Obligaciones Negociables Clase 38 Adicionales se emitirán como obligaciones negociables adicionales bajo el Contrato de Emisión en el marco del cual la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Iniciales, por lo tanto, serán fungibles entre sí y conformarán una única clase.</p> <p>Las Obligaciones Negociables Clase 38 Adicionales tendrán los mismos términos y condiciones en todos los aspectos que las Obligaciones Negociables Iniciales (excepto en lo que respecta a la fecha de emisión y liquidación, el precio de emisión y rendimiento aplicable), serán tratados como parte de la misma clase de obligaciones negociables que las Obligaciones Negociables Iniciales bajo el Contrato de Emisión y se volverán totalmente fungibles con las Obligaciones Negociables Iniciales tras la terminación de ciertas</p>


Juan Martín Vico
Subdelegado

restricciones de venta en los Estados Unidos. Durante un período de cumplimiento de distribución de 40 días que comienza en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38, las Obligaciones Negociables ofrecidas conforme a la Regulación S estarán sujetas a ciertas restricciones de venta en los Estados Unidos y, por lo tanto, tendrán CUSIPs e ISINs temporales. Los tenedores de las Obligaciones Negociables y de las Obligaciones Negociables Iniciales votarán como una sola clase bajo el Contrato de Emisión.

Rango Las Obligaciones Negociables Clase 38 constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones. Las Obligaciones Negociables Clase 38 tendrán igualdad de rango en cuanto a su derecho de pago con todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas existentes y futuras de la Compañía, con excepción de las obligaciones a las que se otorga trato preferente por ley o por imperio de la ley. Las Obligaciones Negociables Clase 38 estarán efectivamente subordinadas a las deudas garantizadas futuras de la Compañía, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda y estructuralmente subordinadas a la deuda futura y otros pasivos de sus subsidiarias. Al 31 de diciembre de 2025, la deuda consolidada de la Compañía era de \$2.087.545,10 millones (US\$1.434,74 millones), de los cuales \$23.829 millones estaba garantizada (US\$16,4 millones).

Montos Adicionales..... Todos los pagos correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase 38, ya sea en concepto de capital, primas, si las hubiera, o intereses, se realizarán sin retención o deducción alguna por o a cuenta de cualquier impuesto o contribución pertinente, a menos que ello sea requerido por ley, en cuyo caso la Compañía pagará, sujeto a ciertas excepciones y limitaciones, los montos adicionales que sean necesarios para que el monto recibido por los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 38 en concepto de capital, intereses u otros pagos respecto de las Obligaciones Negociables Clase 38 no sea, luego de dicha retención o deducción, inferior al monto que éstos hubieran recibido de no haberse practicado la retención o deducción. Para mayor información, ver la sección “Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales” del Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


Rescate Opcional..... La Compañía podrá rescatar las Obligaciones Negociables Clase 38, en forma total o parcial, según lo descrito en “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional*” del Suplemento de Prospecto.

La Compañía podrá rescatar las Obligaciones Negociables Clase 38 en forma total pero no parcial, a un precio de rescate igual al 100% del valor nominal de las Obligaciones Negociables, con más, en cada caso, los intereses devengados e impagos sobre las mismas hasta la fecha de rescate (exclusive), incluyendo los Montos Adicionales que correspondan en caso de que ocurran ciertos eventos impositivos en determinadas Jurisdicciones Relevantes (conforme se define debajo). Ver la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional—Rescate por Razones Impositivas*” del Suplemento de Prospecto.

Además, antes del 28 de noviembre de 2028, la Compañía podrá rescatar hasta el 35% de las Obligaciones Negociables Clase 38, con los fondos netos en efectivo resultantes de ciertas ofertas de acciones, al precio de rescate establecido en este Suplemento de Prospecto, con más los intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate (exclusive), incluyendo los Montos Adicionales que correspondan. Para mayor información, ver la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional – Rescate Opcional con Fondos Resultantes de Ofertas de Acciones*” del Suplemento de Prospecto.

Rescate por Razones Impositivas.. La Compañía podrá, rescatar las Obligaciones Negociables Clase 38 en forma total pero no parcial, a un precio igual al 100% del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables, con más los intereses devengados e impagos sobre las mismas hasta la fecha de rescate y cualquier monto adicional, en caso de introducirse ciertos cambios en las leyes impositivas. Ver la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables —Rescate Opcional—Rescate Opcional por Razones Impositivas*” del Suplemento de Prospecto.

Cambio de Control En caso de un Supuesto de Cambio de Control (conforme dicho término se define más adelante), la Compañía deberá ofrecer a los tenedores recomprar las Obligaciones Negociables Clase 38 a un precio de rescate equivalente al 101% de su valor nominal, con más los intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate. Para mayor información, ver la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables – Ciertos Compromisos –*


Juan Martín Vico
Subdelegado

Recompra de Obligaciones Negociables ante un Cambio de Control” del Suplemento de Prospecto.


Si los tenedores de no menos del 90% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables Clase 38 pendientes de pago aceptan una Oferta de Compra (conforme dicho término se define más adelante) y la Compañía o un tercero compra la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 38 en poder de dichos tenedores, la Compañía tendrá derecho a rescatar la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 38 que permanezcan pendientes de pago después de dicha compra a un precio de compra igual al precio pagado en la Oferta de Compra, de conformidad con lo previsto en la sección “Oferta de las Obligaciones Negociables— Descripción de las obligaciones Negociables – Ciertos Compromisos – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Cambio de Control” del Suplemento de Prospecto.

Ciertos Compromisos..... El Contrato de Emisión (conforme dicho término se define más adelante) que rige las Obligaciones Negociables Clase 38 contiene compromisos que, entre otras cosas, limitan la capacidad de la Compañía y de sus subsidiarias para, entre otras cosas:

- incurrir en o garantizar deuda adicional;
- pagar dividendos o realizar otras distribuciones o recomprar o rescatar acciones;
- otorgar préstamos y realizar inversiones;
- vender activos;
- incurrir en gravámenes;
- celebrar operaciones con afiliadas;
- celebrar contratos que restrinjan la capacidad de las subsidiarias de la Compañía de pagar dividendos; y
- consolidar, fusionar, o vender todos o sustancialmente todos sus activos.

Estos compromisos están sujetos a una serie de importantes salvedades y excepciones. Muchos de estos compromisos no se aplicarán a la Compañía o sus subsidiarias durante cualquier período en el que las Obligaciones Negociables Clase 38 tengan una calificación de riesgo asignada por al menos dos agencias calificadoras. Para más información ver la sección “Oferta de las Obligaciones Negociables— Descripción de las Obligaciones Negociables – Ciertos Compromisos” del Suplemento de Prospecto.

Destino de los fondos La Compañía planea utilizar el producido de esta oferta, en cumplimiento de los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras reglamentaciones aplicables de Argentina, para el pago o refinanciamiento de deuda financiera existente y, pendiente su aplicación, podrá invertirlos en


Juan Martín Vico
Subdelegado

instrumentos financieros líquidos de alta calidad y otras inversiones a corto plazo, de acuerdo con los compromisos asumidos bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2023, el Préstamo con Eurobanco Bank Ltd. y las Obligaciones Negociables Convertibles. Ver “Destino de los Fondos” en este Suplemento de Prospecto Resumido.


Listado y Negociación..... Las Obligaciones Negociables Iniciales están listadas en BYMA y admitidas para su negociación en A3 Mercados. La Compañía solicitará el listado y negociación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 en BYMA y A3 Mercados, respectivamente. No puede garantizarse que estas solicitudes serán aceptadas.

Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 se emitirán en la forma de una o más obligaciones negociables globales sin cupones de interés, registradas a nombre de un representante de DTC, como depositario, para las cuentas de sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear y Clearstream. Para mayor información, ver la sección “Oferta de las Obligaciones Negociables—Descripción de las Obligaciones Negociables – Forma, Denominación y Registro” del Suplemento de Prospecto Resumido.


Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 se emitirán en denominaciones mínimas de US\$100 y múltiplos enteros de US\$1 por encima de ese monto.

Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 ofrecidas por este Suplemento de Prospecto y vendidas en virtud de la Regulación S tendrán números CUSIP e ISIN temporales durante un período de cumplimiento de distribución de 40 días que comenzará en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38. Después de dicho período de cumplimiento de distribución de 40 días, las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 ofrecidas por el presente y vendidas en virtud de la Regulación S tendrán los mismos números CUSIP e ISIN que, y serán fungibles con, las Obligaciones Negociables Iniciales, vendidas en virtud de la Regulación S. Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 ofrecidas y vendidas en virtud de la Regla 144A tendrán, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38, los mismos números CUSIP e ISIN que, y serán fungibles con, las Obligaciones Negociables Iniciales ofrecidas y vendidas en virtud de la Regla 144A.

Monto Mínimo de Suscripción..... US\$100 y múltiplos enteros de US\$1 por encima de ese monto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Unidad Mínima de Negociación	US\$100 y múltiplos de US\$1 superiores a esa cifra. Las Obligaciones Negociables no podrán ser negociadas por montos inferiores a US\$100.
Restricciones a la transferencia	La Compañía no ha registrado ni registrará las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 conforme a la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 están sujetas a restricciones a la transferencia y pueden solamente ser ofrecidas en operaciones exentas de o no sujetas a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos. Ver la sección “ <i>Restricciones a la Transferencia</i> ” en este Suplemento de Prospecto Resumido.
Ley aplicable	El Contrato de Emisión y las Obligaciones Negociables Clase 38 se regirán por las leyes del Estado de Nueva York, sujeto a que todos los asuntos relacionados con la debida autorización societaria, celebración, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables Clase 38, y los asuntos relacionados con los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables Clase 38 califiquen como “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo la ley argentina, la oferta pública en Argentina y ciertos asuntos relacionados con las reuniones de los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 38, incluidos los quóruns, mayorías y requisitos para la convocatoria, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades N° 19.550 (sus modificatorias y complementarias), y otras leyes y regulaciones argentinas aplicables.
Jurisdicción	La Emisora se someterá a la jurisdicción no exclusiva de los tribunales del Estado de Nueva York y de los tribunales federales de los Estados Unidos con sede en el distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, de cualquier tribunal argentino con sede en la Ciudad de Buenos Aires, incluidos los tribunales ordinarios en materia comercial y el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, conforme a lo dispuesto en el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 (sus modificatorias y complementarias), y de cualquier tribunal competente en el lugar del domicilio social de la Compañía, respecto de cualquier acción que pudiera entablarse en relación con las Obligaciones Negociables Clase 38.
Contrato de Emisión.....	Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 serán emitidas conforme al contrato de emisión (<i>Indenture</i>) celebrado el 28 de noviembre de 2025 entre la Compañía, The Bank of New York Mellon como fiduciario (el “ Agente de Emisión ”, término que incluirá a cualquier fiduciario sucesor que sea designado de conformidad con el Contrato de Emisión), principal


 Juan Martín Vico
 Subdelegado

agente de pago, agente de registro y agente de transferencia, y Banco Santander Argentina S.A., como representante del Fiduciario en Argentina, agente de registro, agente de transferencia y agente de pago en Argentina (el “**Contrato de Emisión**”). El Contrato de Emisión se rige por ley del estado de Nueva York.

Representante del Agente de Emisión en Argentina, Agente de Registro, Agente de Transferencia y Agente de Pago en Argentina.....

Banco Santander Argentina S.A.

Impuestos

Para un resumen de las consecuencias impositivas de una inversión en las Obligaciones Negociables Clase 38, remitirse a la sección “*Información Adicional – Carga Tributaria*” de este Suplemento de Prospecto Resumido.

Oferta de las Obligaciones Negociables en Argentina

Las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38 se ofrecerán en Argentina a través de una “oferta pública”, en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, el Decreto N° 471/2018, las Normas de la CNV y otras regulaciones argentinas aplicables, a inversores en la Argentina, en virtud de este Suplemento de Prospecto en idioma español, que contiene sustancialmente la misma información que el documento en inglés denominado “*offering memorandum*”, excepto en lo que respecta a la descripción de las leyes de valores y fiscales de los Estados Unidos que son relevantes para las Obligaciones Negociables, pero en un formato diferente. El Suplemento de Prospecto estará disponible para el público en general en Argentina.

Gastos de la Emisión.....

Para mayor información sobre los gastos de la emisión, ver la sección “*Gastos de la Emisión*” en este Suplemento de Prospecto Resumido.


Calificaciones.....

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación local. La calificación internacional de las Obligaciones Negociables será informada a través de un aviso complementario. Ver la sección “*Calificación de Riesgo*” de este Suplemento de Prospecto Resumido.

Día Hábil.....

Significa cualquier día excepto sábado, domingo u otro día en el que las entidades bancarias están autorizadas u obligadas por ley a permanecer cerradas en la Ciudad de Nueva York, Nueva York o en Buenos Aires, Argentina.


Si el día en el que se debe realizar un pago bajo las Obligaciones Negociables Clase 38 no es un Día Hábil, el pago deberá hacerse el Día Hábil inmediato posterior. Cualquier pago efectuado en tal Día Hábil tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía, y no se devengarán intereses durante el período comprendido entre tal fecha y el Día Hábil en que se efectuó el pago.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Códigos Temporales ISIN, CUSIP y Código Común	Serán informados mediante un aviso complementario del Aviso de Resultados.
Factores de Riesgo	Debe considerar cuidadosamente toda la información contenida en este Suplemento de Prospecto Resumido. Ver “ <i>Factores de Riesgo</i> ” de este Suplemento de Prospecto Resumido, para una descripción de ciertos riesgos significativos relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables Adicionales Clase 38.
Emisiones Adicionales	Sujeto a lo previsto en este Suplemento de Prospecto Resumido, a la aprobación previa de la CNV (en la medida que sea aplicable), la Emisora podrá emitir obligaciones negociables adicionales con los mismos términos en todos los aspectos que las Obligaciones Negociables, excepto con respecto al precio de emisión y los intereses pagados o pagaderos en o antes de la primera fecha de pago de intereses después de la emisión de dichas obligaciones negociables. Las obligaciones negociables adicionales que se emitan serán fungibles e integrarán una única clase con las Obligaciones Negociables, inclusive en lo que respecta a rescates, y votarán en conjunto como una misma clase respecto de todos los asuntos relativos a las Obligaciones Negociables.


b) Descripción de las Obligaciones Negociables

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Oferta de las Obligaciones Negociables” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


DESTINO DE LOS FONDOS

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Destino de los Fondos” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

CALIFICACIÓN DE RIESGO

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo a nivel local. La calificación internacional de las Obligaciones Negociables será informada a través de un aviso complementario al aviso de suscripción.


Juan Martín Vico
Subdelegado

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, deben considerarse cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación y la demás información incluida en este Suplemento de Prospecto. Puede que la Emisora deba hacer frente a otros riesgos e incertidumbres de los cuales no tiene conocimiento actualmente, o que a la fecha de este Suplemento de Prospecto no sean considerados significativos, los que pueden afectar adversamente sus actividades. Cualquiera de los siguientes riesgos, en caso de ocurrir efectivamente, podría afectar significativa y adversamente las actividades, los resultados de las operaciones, las perspectivas y la situación financiera de la Emisora. En general, las inversiones en valores negociables de emisores de un mercado emergente como la Argentina están expuestas a un grado de riesgo mayor que una inversión en valores negociables de otros mercados.


Riesgos relacionados con Argentina

Invertir en un país en desarrollo conlleva ciertos riesgos inherentes.

Argentina es una economía en desarrollo e invertir en economías en desarrollo generalmente implica mayores riesgos que invertir en economías desarrolladas. Estos riesgos incluyen eventos políticos, sociales y económicos que pueden afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina y otros países de América Latina y mercados emergentes ha sido causada por muchos factores diferentes, incluidos los siguientes:

- factores económicos externos adversos;
- políticas fiscales y monetarias inconsistentes;
- dependencia de la financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o fiscales gubernamentales;
- altos niveles de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las monedas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- volatilidad de los tipos de cambio y controles de capital;
- tensiones políticas y sociales;
- fluctuaciones en las reservas del BCRA;
- controles de importación/exportación y barreras comerciales; y
- otros impactos externos a los que las economías en desarrollo son más vulnerables, como las crisis de salud pública (incluidas las pandemias).

Cualquiera de estos factores puede afectar negativamente los resultados económicos de Argentina y, a su vez, puede afectar negativamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país.

El gobierno argentino enfrenta desafíos macroeconómicos únicos, como reducir la tasa de inflación, mantener superávits comerciales y fiscales, acumular reservas, apoyar al peso, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local en función de diferentes factores que la afectan (incluida la invasión de Ucrania por parte de la Federación Rusa y el conflicto en curso en el Medio Oriente).

El Poder Ejecutivo argentino ha promulgado el Decreto N° 70/2023 que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregularizar la economía. Además, el 8 de julio de 2024, el Congreso Nacional aprobó la *Ley de Bases*, que incluye una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan a diversos sectores de la economía.

Es difícil predecir el impacto social, político o económico de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las medidas futuras y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se pretende aplicar mediante el Decreto N° 70/2023, la *Ley de Bases* y cualquier otra norma futura que adopte o apruebe el gobierno argentino o el Congreso Nacional. Dichas medidas podrían afectar la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.


Mientras que las reformas impulsadas por la actual administración han logrado ciertos objetivos macroeconómicos, como una desaceleración de la inflación, el impacto que la reforma integral del Estado propuesta por el gobierno puede tener en el negocio del petróleo y del gas sigue siendo incierto. Si bien los resultados de las recientes elecciones legislativas de medio término fueron favorables para la actual administración, la Emisora no puede garantizar que los programas y políticas actuales aplicables al sector en el que opera la Compañía, tanto a nivel provincial como nacional, permanezcan vigentes, o que los desarrollos económicos, regulatorios, sociales y políticos posteriores a las elecciones no afecten negativamente el negocio, la situación financiera o los resultados de las operaciones del Emisor.

Si bien los resultados de las recientes elecciones legislativas de medio término fueron favorables para la actual administración, el partido gobernante aún no tiene quórum propio en ninguna de las Cámaras del Congreso, por lo tanto, el gobierno deberá buscar alianzas y apoyo político de otros partidos para obtener la aprobación de sus propuestas.

La incertidumbre política, así como las consecuencias de las nuevas políticas adoptadas en Argentina respecto a la economía argentina, podrían afectar negativamente resultados operativos de la Emisora y, en consecuencia, su posición financiera.

Los recientes desarrollos políticos en Argentina podrían afectar las condiciones macroeconómicas, regulatorias y sociales del país.

El 26 de octubre de 2025, se llevaron a cabo las elecciones legislativas nacionales, en el marco de las cuales se renovaron 127 de las 257 bancas de la Cámara de Diputados, y 24 de las 72 bancas del Senado. El partido del oficialismo, La Libertad Avanza, obtuvo aproximadamente el 40,7% de los votos para la Cámara de Diputados y aproximadamente el 42,0% para el Senado, mientras que el principal partido de oposición, Fuerza Patria, obtuvo aproximadamente el 31,7% de los votos nacionales para la Cámara de Diputados y aproximadamente el 28,4% para el Senado. El día siguiente a las elecciones, los mercados financieros locales reaccionaron positivamente: el peso se apreció frente al dólar estadounidense, los bonos soberanos argentinos subieron y los índices bursátiles registraron ganancias significativas, reflejando una mayor confianza de los inversores en la continuidad de las políticas de la administración. Sin embargo, a pesar de la reacción positiva del mercado, no es posible asegurar que estas condiciones se mantendrán a lo


Juan Martín Vico
Subdelegado

largo del tiempo. La oposición política o social a las medidas de reforma del gobierno, desarrollos externos adversos o retrasos en la implementación de políticas estructurales podrían revertir estas tendencias y generar volatilidad en los mercados financieros argentinos, afectando negativamente el acceso a financiamiento internacional, el valor del peso argentino y la estabilidad general de la economía argentina. Además, el resultado de estas elecciones podría llevar a cambios en las políticas gubernamentales que podrían impactar en el negocio de la Compañía. La Compañía no puede asegurar si tales cambios ocurrirán o, si ocurren, estimar su momento o sus posibles efectos en sus operaciones y condición financiera.

La aparición y propagación de una enfermedad de nivel mundial o una amenaza para la salud pública puede tener un impacto material adverso en la economía argentina y mundial, en las operaciones comerciales, en la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las amenazas a la salud pública mundial, como fue el COVID-19, influenza y otras enfermedades altamente transmisibles o brotes de virus, que de vez en cuando han ocurrido en varias partes del mundo, podrían afectar negativamente las operaciones de la Emisora, así como las operaciones de sus clientes.

Las epidemias y pandemias causadas por agentes infecciosos pueden afectar la salud de la fuerza laboral, de los socios y de los proveedores de la Emisora, así como podrían requerir el rediseño de rutinas, procedimientos y organización del trabajo en general, y en consecuencia podrían afectar la continuidad de diversas actividades y la productividad de la Emisora. Además, dichas situaciones de salud pública pueden afectar los precios y la demanda de productos básicos, lo que, en consecuencia, puede afectar negativamente los resultados y situación financiera de la Emisora.

Los efectos a largo plazo de una pandemia en la economía global, la economía argentina y la Emisora son difíciles de evaluar o predecir y pueden incluir una disminución en los precios de mercado (incluidos los precios del petróleo y el gas), riesgos para la salud y seguridad de los empleados, una caída en la demanda de los productos de la Emisora y una reducción de las ventas en las áreas geográficas afectadas.


Sin perjuicio de lo anterior, la Emisora no puede asegurar que una nueva pandemia, nuevos brotes o nuevas cepas de COVID-19, o las medidas adoptadas para contrarrestarlos por el Estado Nacional y las diversas jurisdicciones en las que opera la Emisora, no afecten negativamente su negocio, su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Las actividades de la Emisora están sujetas a una regulación extensa y cambiante, que podría afectar sustancialmente su negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Históricamente, el Gobierno argentino ha ejercido una influencia significativa en la economía, incluido el sector energético, y empresas como la Emisora, que operan en este sector, lo han hecho en un contexto altamente regulado que apunta principalmente a garantizar la oferta de la demanda interna.

Las políticas económicas vigentes desde la crisis 2001-2002, incluida la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 (la “**Ley de Emergencia Pública**”) y otras normas, que introdujeron una serie de cambios sustanciales en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico y las tarifas de los servicios públicos, han tenido un efecto adverso en el sector energético de Argentina. A lo largo de los años, el sector energético ha sido uno de los sectores más afectados por las políticas económicas que el Gobierno argentino adoptó a partir de la crisis de 2001.

En los últimos años, el Gobierno argentino ha adoptado ciertas medidas en respuesta a la creciente crisis energética. Más recientemente, la administración de Macri, en respuesta a la crisis,


Juan Martín Vico
Subdelegado

declaró la emergencia del sistema eléctrico, eliminó subsidios y ajustó tarifas para reflejar costos de generación, lo que, como resultado, aumentó los precios promedio de la electricidad.

A pesar de los planes de la nueva administración para desregular la economía y, por ende, el mercado energético, la Emisora no puede asegurar que tales medidas corrijan los problemas en la generación, transporte y distribución de energía en Argentina. Del mismo modo, la Emisora no puede asegurar que ciertas otras regulaciones o medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno argentino no tendrán un efecto sustancial adverso en sus resultados comerciales y sus resultados operativos o que el Gobierno argentino no adoptará más una legislación de emergencia u otras regulaciones similares en el futuro que puedan aumentar las obligaciones de la Emisora, incluido el aumento de impuestos, alteraciones desfavorables a sus estructuras tarifarias o esquema de remuneración y otras obligaciones regulatorias, cuyo cumplimiento aumentaría los costos de la Emisora y podría tener un impacto negativo directo en sus resultados operativos.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la actual administración ha anunciado reformas en la industria del petróleo y el gas, con el objetivo de desregular ese sector en particular y el sector energético en general. En este sentido, la *Ley Bases*, entre diversas reformas, otorga a los productores libertad para exportar y comercializar la producción libremente a precios de mercado, y flexibilizando el alcance del principio sentado en el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos (según el cual la producción de hidrocarburos debe destinarse prioritariamente al suministro del mercado interno).

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, existe incertidumbre respecto de la medida en la cual las nuevas políticas gubernamentales podrán ser efectivamente implementadas y si las mismas podrán ser sostenidas en el tiempo, durante futuras administraciones.


Además, la Emisora no puede asegurar que se implementarán las regulaciones o medidas adoptadas por el gobierno argentino. Por ejemplo, algunas iniciativas del gobierno de Macri fueron impugnadas por los tribunales argentinos y dieron lugar a medidas cautelares o sentencias que limitaron su implementación.

La falta de adopción o implementación de nuevas medidas podría afectar negativamente la situación económica de Argentina y el negocio, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que el gobierno argentino no adopte medidas que tengan un efecto adverso en su negocio y/o que las medidas adoptadas por el gobierno argentino sean suficientes para normalizar el sector energético en Argentina.

Los inversores pueden enfrentarse a riesgos inherentes a la inversión en una empresa que opera en mercados independientes, como Argentina, incluidos importantes riesgos políticos, legales y económicos, así como riesgos relacionados con las fluctuaciones de la economía mundial.

Según MSCI Inc, Argentina es un mercado independiente. Según la Revisión de Accesibilidad al Mercado Global de MSCI, los mercados independientes son aquellos que actualmente están parcial o totalmente cerrados a los inversores extranjeros, con pequeños mercados de capitales y tensiones políticas.

Invertir en mercados independientes generalmente conlleva riesgos inherentes, como la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos, que pueden deberse a muchos factores, incluidos, entre otros, los siguientes: altas tasas de interés; cambios abruptos en los valores de las monedas; altos niveles de inflación; controles de cambio; controles de salarios y precios; regulaciones para importar equipo y otras necesidades relevantes para las operaciones; cambios en las políticas económicas, administrativas o fiscales gubernamentales; tensiones políticas y sociales; hostilidades o problemas políticos en otros países


Juan Martín Vico
Subdelegado

que podrían afectar el comercio internacional, el precio de los productos básicos y la economía global.

La volatilidad en los mercados de valores en mercados independientes como Argentina, así como posibles aumentos adicionales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros mercados desarrollados o emergentes, pueden tener un impacto negativo en el valor negociado las Obligaciones Negociables, y las condiciones bajo las cuales la Compañía puede acceder a los mercados internacionales de capital. Además, en los mercados independientes existe el riesgo de restricciones gubernamentales que pueden limitar la inversión y el riesgo asociado con los acontecimientos políticos.

Además, la SEC, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos y otras autoridades a menudo tienen dificultades sustanciales para iniciar y hacer cumplir acciones contra personas no estadounidenses. empresas y empresas no estadounidenses personas, incluidos directores y funcionarios de empresas, en ciertos mercados independientes, incluida Argentina.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad en los mercados de capitales, pueden afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, el valor de las Obligaciones Negociables y la capacidad de la Emisora para cumplir con sus obligaciones financieras.


El negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía dependen de las condiciones económicas y políticas de Argentina.

Los resultados comerciales y financieros de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. La Compañía es una corporación organizada bajo las leyes de Argentina y sustancialmente todas sus operaciones, activos e ingresos se encuentran en Argentina o se derivan de ella. En consecuencia, su situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas que prevalecen en Argentina y de los tipos de cambio entre el peso argentino y las monedas extranjeras. El inversor debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión.


La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, con períodos de bajo o nulo crecimiento y contracción en los últimos años, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores sobre los que la Compañía no tiene control, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del peso frente a otras monedas, la confianza entre los consumidores e inversores nacionales e internacionales, una tasa de inflación estable, los niveles de empleo y las circunstancias políticas de los socios regionales de Argentina. La Compañía no puede asegurar que la economía argentina no sufrirá una recesión.

La economía argentina ha enfrentado evidentes dificultades para cumplir con los pagos de la deuda y el gobierno ha reestructurado la deuda externa con inversores privados. Aunque estos procesos de reestructuración y refinanciamiento han sido exitosos, no puede garantizarse que Argentina pueda cumplir con sus compromisos con sus acreedores en el marco de dichos procesos. Ver "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina - La capacidad de Argentina para obtener financiamiento en los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad de crecimiento económico y, a su vez, podría impactar adversamente en los resultados operativos, la situación financiera y la implementación de la estrategia de negocios de la Emisora*".

La economía argentina se contrajo de 2018 a 2025, y sigue siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos de las administraciones pasadas y actuales para combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:


Juan Martín Vico
Subdelegado

- Pese a la reciente baja en la inflación, la misma sigue siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro, habiendo alcanzado el 31,5% anual en 2025, el 117,8% en 2024, el 211,4% en 2023. A partir de 2026, la inflación en Argentina continúa mostrando niveles elevados, aunque con señales de moderación en comparación con años anteriores, con una inflación acumulada en lo que va de 2026 que alcanza aproximadamente el 9,4%.
- El desempeño del PBI en el pasado ha dependido en gran medida de la volatilidad de los precios de las materias primas, que están fuera del control del gobierno argentino y del sector privado. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, los precios de las materias primas y la volatilidad de los precios de las materias primas han aumentado sustancialmente como consecuencia del conflicto geopolítico mundial, incluida las guerras entre Ucrania y Rusia, y entre Israel e Irán y Hamas;
- La deuda pública de Argentina sigue representando un alto porcentaje del PBI;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría seguir generando un déficit fiscal sustancial;
- La inversión como porcentaje del PBI sigue siendo demasiado baja para sostener la tasa de crecimiento de la última década;
- Un número significativo de manifestaciones o huelgas podrían tener lugar, como sucedió en el pasado, lo que podría afectar negativamente a los diferentes sectores de la economía argentina;
- El suministro de energía o gas natural puede no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- El desempleo y el empleo informal siguen siendo altos;
- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, la demanda de divisas creció, por lo que el gobierno introdujo controles cambiarios para evitar la fuga de capitales. Véase "*Información Adicional – Controles de Cambio*" en este Suplemento de Prospecto.
- Los desequilibrios fiscales de Argentina, su dependencia de las entradas de divisas para cubrir su déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de absorción y adaptación de la economía a factores externos han contribuido al deterioro de la crisis actual.
- Al igual que en el pasado reciente, la economía argentina puede verse afectada negativamente si las presiones sociales y políticas impiden que el gobierno argentino implemente políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para lograr estos objetivos no tienen éxito. Estos eventos podrían afectar materialmente de manera adversa la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.
- La Compañía no puede garantizar que una disminución en el crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros desarrollos macroeconómicos que afectan a las entidades del sector privado (todos los cuales están fuera de nuestro control) no tendrán un efecto adverso en su negocio, situación financiera o resultados de operaciones.


 Juan Martín Vico
 Subdelegado


- La continua devaluación del peso argentino puede afectar negativamente a la economía argentina, así como la situación financiera y a los resultados de las operaciones de la Compañía.
- Además, la economía argentina es particularmente susceptible a las fluctuaciones en el panorama político local. El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue elegido Presidente de Argentina y asumió el cargo el 10 de diciembre de 2023. Desde el inicio de su mandato, la administración de Milei ha implementado una serie de regulaciones destinadas a reducir la intervención estatal, desregular varios sectores de la economía y reducir la inflación y el gasto público. Asimismo, la política económica de la actual administración tiene como objetivo estabilizar las variables macroeconómicas y el nivel de reservas del Banco Central para levantar gradualmente los controles cambiarios existentes. Para más información, véase " *Información Adicional – Controles de Cambio*" en este Suplemento de Prospecto.

Además, según el informe de Morgan Stanley Capital Investment ("MSCI"), Argentina fue considerada un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando fue declarada mercado independiente. En su último informe, publicado en junio de 2025, MSCI mantuvo a Argentina en esta categoría y no la incluyó en la lista de países con potencial para ser reclasificados como mercados "Frontier" o "Emerging". La próxima oportunidad formal para ser incluido en la lista de vigilancia será en junio de 2026 y, si tiene éxito, la reclasificación podría tener lugar en junio de 2027. Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los mercados emergentes, especialmente en América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los posibles aumentos en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor negociado de nuestros valores de renta variable y en la capacidad y los términos en los que la Compañía puede acceder a los mercados internacionales de capital. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y riesgos asociados con eventos políticos.

La disminución de la demanda internacional de productos argentinos, la pérdida de competitividad de los productos y servicios argentinos en comparación con otros mercados, la disminución de la confianza de los consumidores e inversores locales y extranjeros, la incapacidad del gobierno para reducir la tasa de inflación, las incertidumbres políticas futuras, los factores macroeconómicos externos, la inestabilidad política, la incapacidad de reducir el gasto público, las dificultades para renegociar la deuda externa e interna, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Compañía. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo sobre la Compañía. La Compañía no puede garantizar que los futuros eventos económicos, sociales y políticos en Argentina, sobre los cuales no tiene control, no afecten negativamente su situación comercial y financiera o los resultados de sus operaciones.

La caída de las reservas internacionales del BCRA podría afectar adversamente la economía argentina y, como resultado, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El nivel de reservas internacionales que tiene disponible el BCRA es una cuestión fundamental, debido a que es lo que garantiza el normal funcionamiento de la economía local y permite afrontar una crisis o sobresalto en los mercados. Al 31 de diciembre de 2025, las reservas internacionales del BCRA totalizaron en US\$41,2 mil millones, lo que refleja un aumento de US\$11,6 mil millones en comparación con fines el 31 de diciembre de 2024. A su vez, los US\$41,2 mil millones de reservas del BCRA al 31 de diciembre de 2025 implicó un aumento de US\$832 millones respecto a fines de noviembre. Esta dinámica se explicó por la colocación de


Juan Martín Vico
Subdelegado

deuda soberana en moneda extranjera por US\$910 millones y, en menor medida, por ingresos netos de organismos internacionales (US\$ 272 millones). En sentido opuesto operaron los movimientos en las cuentas de efectivo mínimo.

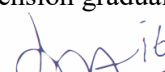
Al 31 de marzo de 2026, las reservas internacionales del BCRA totalizaban USD 42,1 billones, lo que refleja un aumento de USD 885 millones en comparación con el 31 de diciembre de 2025. Durante el primer trimestre de 2026, las reservas experimentaron fluctuaciones mensuales significativas, aumentando en USD 3.336 millones en enero de 2026 y USD 1.063 millones en febrero de 2026, antes de disminuir en USD 3.514 millones en marzo de 2026. La disminución en marzo se debió principalmente a la caída de los depósitos en moneda extranjera de las entidades financieras en el BCRA (USD 2.669 millones), la disminución del precio en dólares estadounidenses de los activos que componen las reservas (USD 1.189 millones), la cancelación neta de pagos de capital e intereses a organismos internacionales (USD 1.108 millones) y BOPREAL (USD 1.005 millones), y los pagos netos realizados por el BCRA a través del SML (USD 54 millones), parcialmente compensados por las compras de moneda extranjera del BCRA en el mercado cambiario (USD 1.671 millones) y los ingresos por emisiones de títulos del Gobierno Nacional en el mercado local (USD 662 millones). Al 28 de abril de 2026, las reservas internacionales del BCRA ascendían a aproximadamente USD 45,8 billones (cifras provisionarias, sujetas a cambios de valuación).

Una mayor volatilidad o depreciación del peso, la implementación de un esquema de “libre competencia de monedas” o de dolarización de la economía argentina, o la reducción de las reservas del BCRA, podrían afectar negativamente a la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en las condiciones financieras y en los resultados de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento en los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad de crecimiento económico y, a su vez, podría impactar adversamente en los resultados operativos, la situación financiera y la implementación de la estrategia de negocios de la Emisora.

En los últimos años, Argentina ha experimentado repetidas dificultades financieras, lo que ha llevado a una serie de incumplimientos de deuda, reestructuraciones de deuda y un aumento de la deuda pública. La incapacidad de Argentina para obtener financiamiento podría afectar directamente la capacidad de la Emisora para acceder a los mercados internacionales para financiar sus operaciones y crecimiento, incluidas las inversiones de capital, lo que afectaría negativamente en su situación financiera, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo. Si Argentina incurriera nuevamente en un incumplimiento, la valoración de su deuda y los términos de pago se verían afectados, perjudicando significativamente a la economía argentina y, en consecuencia, al negocio y los resultados operativos de la Emisora. Si la Emisora no puede acceder a financiamiento en términos razonables, es posible que no pueda implementar su estrategia comercial o lograr, total o parcialmente, los beneficios en su actual plan de eficiencia y reducción de costos. La estrategia de la Emisora para alcanzar la reducción de costos y optimizar sus operaciones están sujeta a importantes contingencias e incertidumbres, muchas de las cuales están fuera de su control. Además, la Emisora no podrá incurrir en ciertos costos para lograr mejoras de eficiencia, y es posible que los beneficios de tales iniciativas no se obtengan en el tiempo planificado o no se obtengan en absoluto.

Durante 2020, el gobierno argentino entró en negociaciones con sus acreedores para restablecer la sostenibilidad de su deuda pública externa. En agosto de 2020, el gobierno argentino reestructuró aproximadamente US\$66,5 mil millones de sus bonos globales denominados en dólares estadounidenses. En marzo de 2023, el Ministerio de Economía, mediante los Decretos N° 163/2023 y 164/2023, implementó la reestructuración de ciertas letras y bonos del Tesoro denominados en dólares estadounidenses en poder de organismos públicos. Además, el 9 de junio de 2023 se renovó el swap de divisas entre China y Argentina y se acordó una extensión gradual


Juan Martín Vico
Subdelegado

a US\$10 mil millones, y el 4 de agosto de 2023, Qatar otorgó un préstamo especial de derechos de giro a Argentina por el equivalente a US\$770 millones. Durante el primer trimestre de 2022, el gobierno argentino llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”), aprobado por la Ley N° 27.668, para refinanciar US\$44.000 millones de deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un acuerdo a 30 meses por un monto de US\$44.000 millones con Argentina, basado en el Programa del Servicio Ampliado del Fondo del FMI (el “**Acuerdo del SAF**”). El 13 de junio de 2024, el FMI concluyó su octava revisión, tras la cual el FMI desembolsó aproximadamente 800 millones de dólares al gobierno argentino para apoyar la recuperación económica y reconstruir las reservas fiscales y externas. El 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 179/2025 que aprueba un nuevo acuerdo de diez años (el “**Programa de Facilidades Ampliadas**”) que se celebrará con el FMI, con el propósito de refinanciar pasivos, incluidas las letras del tesoro no transferibles y los montos pendientes en virtud del actual Acuerdo de Facilidades Ampliadas. El 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados ratificó el Decreto N° 179/2025, autorizando la firma del Acuerdo de Facilidades Ampliadas.

El 11 de abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un programa económico integral respaldado por un acuerdo de 48 meses en el marco de los SAF por un total de US\$20.000 millones (DEG 15.267 millones o 479% de la cuota de Argentina).


Asimismo, el 11 de junio de 2025, el BCRA anunció a través de un comunicado oficial la ampliación en US\$2.000 millones del monto acordado en operaciones REPO con valores Serie 1-D *de Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre* (“**BOPREAL**”), adjudicando el monto total licitado entre siete bancos internacionales. La base de estas operaciones radica en la intención del BCRA de administrar su liquidez en moneda extranjera a un menor costo y fortalecer su nivel de reservas.

En cuanto a la deuda externa emitida en los mercados internacionales de capitales, en enero de 2025, la Corte Suprema de los Estados Unidos rechazó un recurso presentado por Argentina en un caso relacionado con los holdouts y el embargo de la garantía de ciertos bonos soberanos emitidos por Argentina en 1992 (los “**Bonos Brady**”) debido al famoso incumplimiento de 2001. De acuerdo con esta resolución, los acreedores han sido autorizados a embargar los Bonos Brady que la Argentina ha depositado en una cuenta del BCRA en el Banco de la Reserva Federal de Nueva York, por un monto de US\$ 310 millones. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, no hay información respecto a embargos cuya causa sea la referida resolución.

A su vez, durante 2025, el Departamento del Tesoro de Estados Unidos apoyó los esfuerzos de estabilización de las variables macroeconómicas de Argentina mediante la implementación de un acuerdo de estabilización cambiaria en el marco del cual el Departamento del Tesoro de Estados Unidos ejecutó compras directas de pesos argentinos en el mercado local y se estableció una línea de *swaps* de divisas por hasta US\$20.000 millones con el Banco Central. En diciembre de 2025, el Banco Central canceló las operaciones realizadas durante el cuarto trimestre de 2025. Estas medidas proporcionaron liquidez a corto plazo y permitieron al Ministerio de Economía continuar ejecutando su programa económico.

Sin perjuicio de lo expuesto, no es posible asegurar que en el futuro el Departamento del Tesoro de Estados Unidos mantendrá esta política o si renovará o instrumentará un acuerdo de estabilización cambiaria o de proporción de liquidez similar al instrumentado en 2025.

Asimismo, con fecha 26 de febrero de 2026, el Congreso de la Nación Argentina ratificó definitivamente el acuerdo de libre comercio entre el Mercado Común del Sur (“**Mercosur**”) y la Unión Europea (“UE”), suscripto el 17 de enero de 2026 en la ciudad de Asunción, República del Paraguay. La Cámara de Diputados había aprobado el proyecto el 12 de febrero de 2026 con 203 votos a favor, 42 en contra y 4 abstenciones, mientras que el Senado lo ratificó con 69 votos a favor y 3 en contra. Argentina se convirtió así, junto con Uruguay, en uno de los primeros países



Juan Martín Vico
Subdelegado

en completar la ratificación parlamentaria del acuerdo. El tratado, negociado durante 25 años, crea una de las mayores zonas de libre comercio del mundo, abarcando a los 27 Estados miembros de la UE y a los cuatro miembros fundadores del Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), con un mercado integrado de más de 700 millones de consumidores que representa aproximadamente el 30% del producto interno bruto mundial. El acuerdo contempla la eliminación de aranceles a más del 90% del comercio entre ambos bloques.

En particular, la entrada en vigor del acuerdo podría representar oportunidades significativas para la Emisora, en tanto el incremento proyectado del intercambio comercial entre Argentina y los países de la Unión Europea tendería a generar una mayor demanda de combustibles y productos derivados de los hidrocarburos, tanto para el abastecimiento del transporte de mercaderías como para el suministro industrial. Asimismo, el acceso preferencial al mercado europeo podría facilitar la exportación de hidrocarburos y sus derivados, así como la captación de inversiones europeas orientadas al desarrollo de proyectos de exploración, extracción y producción en el país. No obstante, a la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el acuerdo aún requiere la ratificación del Parlamento Europeo, el cual ha enviado el caso al Tribunal de Justicia de la UE para verificar su legalidad, encontrándose dicho trámite suspendido por tiempo indefinido desde el 21 de enero de 2026. Asimismo, Brasil y Paraguay se encuentran en proceso de ratificación parlamentaria. No es posible asegurar que el Parlamento Europeo ratifique finalmente el acuerdo, ni que su implementación se lleve a cabo en los términos actualmente previstos o en plazos determinados. Eventuales demoras, modificaciones sustanciales o el fracaso en la entrada en vigor del acuerdo podrían limitar o eliminar los potenciales beneficios esperados para la Emisora. Adicionalmente, el tratamiento del acuerdo en Europa ha encontrado resistencias del sector agropecuario europeo, que teme el impacto de una mayor importación de productos agrícolas desde Sudamérica, lo cual podría generar incertidumbre en los mercados y afectar las condiciones macroeconómicas del país y, por ende, las operaciones de la Emisora.

Asimismo, el 5 de febrero de 2026, Estados Unidos y Argentina firmaron el Acuerdo de Comercio e Inversión Recíprocos (el "ARTI"), en seguimiento a un acuerdo marco anunciado el 13 de noviembre de 2025 por los presidentes Trump y Milei. El ARTI prevé la reducción o eliminación mutua de aranceles sobre una amplia gama de productos, la remoción de barreras no arancelarias —incluyendo la eliminación gradual de la tasa estadística del 3% de Argentina y los requisitos de licencias de importación para bienes estadounidenses— y la alineación de los estándares argentinos con los procedimientos de evaluación de conformidad estadounidenses e internacionales. De particular relevancia para la Emisora, el ARTI requiere que Argentina permita y facilite la inversión estadounidense para explorar, extraer, refinar, procesar, transportar, distribuir y exportar minerales críticos y recursos energéticos en condiciones no menos favorables que las otorgadas a los inversores argentinos, y contiene disposiciones específicas que comprometen a Argentina a acelerar los proyectos elegibles a través del RIGI establecido en virtud de la Ley N° 27.742. En la medida en que el ARTI estimule la inversión estadounidense en el sector energético argentino, podría generar una mayor demanda de hidrocarburos y productos derivados de hidrocarburos, y podría facilitar un mayor acceso a los mercados de capitales estadounidenses para las empresas energéticas argentinas, incluida la Emisora.

Sin embargo, el ARTI aún no ha entrado en vigor y requiere la ratificación del Congreso argentino, la cual no se ha completado a la fecha de este memorando de oferta. El ARTI también ha generado preocupaciones respecto a su compatibilidad con las obligaciones de Argentina en el marco de la unión aduanera del Mercosur, dado que Brasil ha cuestionado si el acuerdo se encuadra dentro de las exenciones existentes permitidas. Asimismo, resulta incierto cómo interactuará el ARTI con el acuerdo de libre comercio entre el Mercosur y la UE mencionado anteriormente. El ARTI mantuvo vigentes los aranceles estadounidenses del 50% sobre el acero y el aluminio argentinos, y cualquiera de las partes puede rescindirlo mediante notificación escrita con seis meses de antelación. No puede asegurarse que el ARTI será ratificado, que entrará en vigor en los términos actualmente previstos, que Estados Unidos no modificará, suspenderá o


Juan Martín Vico
Subdelegado

rescindirá el acuerdo en el futuro, ni que su implementación resultará en los beneficios esperados para la Emisora.


La Emisora no puede garantizar que se alcancen los objetivos estipulados para estos acuerdos. Tampoco puede asegurar que las condiciones establecidas por el FMI no afecten la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas que fomenten el crecimiento económico. Además, no es posible predecir el impacto de la implementación de estos acuerdos en la capacidad de Argentina (y, por lo tanto, en la de la Emisora) para acceder a los mercados internacionales de capital. A su vez, en caso de que Argentina no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordados con el FMI, Argentina podría enfrentar un incumplimiento respecto de la deuda contraída con ese organismo, y en consecuencia su situación financiera y económica podría verse afectada materialmente.

Si bien los resultados de las recientes elecciones legislativas de medio término fueron favorables para la actual administración, la actual administración que logró y aún está logrando alcanzar ciertas metas en términos de variables económicas estabilizadoras, aún existe incertidumbre respecto a la sostenibilidad de estas políticas en el mediano y largo plazo. Este contexto podría afectar la capacidad de Argentina, así como la de las empresas argentinas, para acceder a los mercados financieros internacionales. Por otro lado, no podemos asegurar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantengan en el mismo nivel, o que no sean rebajadas, suspendidas o canceladas. Cualquier deterioro en la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina podría tener efectos negativos en la economía local, la capacidad de la Emisora para acceder a los mercados internacionales de capitales y sus operaciones. Por lo tanto, un impacto adverso en el negocio de la Emisora debido a cambios en la calificación crediticia de Argentina podría afectar negativamente el precio y la negociación de las Obligaciones Negociables.

Los resultados de las operaciones de la Compañía están expuestos a la fluctuación del tipo de cambio.

Los resultados de las operaciones de la Compañía están sujetos a la fluctuación cambiaria del peso argentino frente al dólar estadounidense u otras monedas, lo que podría afectar negativamente su negocio y los resultados de las operaciones. El valor del peso argentino ha experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. Los principales efectos de una depreciación o devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense serían en (a) los precios realizados de petróleo crudo de ventas al mercado interno, dado que los precios de la petróleo en Argentina están denominados en moneda local, por lo que los cambios significativos en el tipo de cambio han limitado históricamente la capacidad de las refinerías para trasladar dichos cambios a los usuarios finales, y (b) los gastos denominados en dólares estadounidenses, que se volverían más caros en relación con los ingresos en moneda local de las ventas al mercado interno. Además, dadas varias reglas contables, los cambios materiales en el valor del peso argentino frente al dólar estadounidense también pueden afectar negativamente: (i) el impuesto a las ganancias diferido asociado con los activos fijos de la Compañía, (ii) el impuesto a las ganancias corriente y (iii) las diferencias cambiarias asociadas con la exposición de la Compañía al peso argentino.

La Compañía no puede predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino puede depreciarse o apreciarse aún más frente al dólar estadounidense y cómo tales fluctuaciones podrían afectar su negocio. Un aumento sustancial en el valor del peso argentino frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría negativamente a las exportaciones, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, así como reduciría los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación de impuestos en términos reales, dada su fuerte dependencia actual de los impuestos a las exportaciones. La Compañía no puede predecir cómo una apreciación del peso argentino podría afectar su situación financiera, los resultados de sus


Juan Martín Vico
Subdelegado

operaciones y los flujos de efectivo, así como su capacidad para pagar sus obligaciones denominadas en dólares estadounidenses.

A partir del 1° de julio de 2018, el peso argentino califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Compañía está obligada a ajustar por inflación sus estados financieros, lo que podría afectar negativamente la comparabilidad de la información financiera incluida.

De acuerdo con las NIC 29, los estados financieros de las entidades cuya moneda funcional es la de una economía hiperinflacionaria deben reexpresarse para tener en cuenta los efectos de los cambios en un índice general de precios adecuado. La NIC 29 no prescribe cuándo surge la hiperinflación, pero incluye varias características de la hiperinflación. El IASB no identifica jurisdicciones hiperinflacionarias específicas. Sin embargo, en junio de 2018, el Grupo de Trabajo de Prácticas Internacionales del Centro para la Calidad (“IPTF”), que monitorea los “países altamente inflacionarios”, clasificó a Argentina como un país con una tasa de inflación acumulada proyectada a tres años superior al 100%. Además, algunos de los otros factores cualitativos de la NIC 29 estaban presentes, proporcionando evidencia prima facie de que la economía argentina es hiperinflacionaria a los efectos de la NIC 29. Por lo tanto, las empresas argentinas que utilizan las NIIF y el peso argentino como moneda funcional deben aplicar la NIC 29 a sus estados financieros para los períodos que finalizan a partir del 1 de julio de 2018.


A la luz de lo anterior, la aplicación de la NIC 29 tiene un impacto significativo en la comparabilidad de la información financiera incluida en este documento y, por lo tanto, la información debe analizarse cuidadosamente considerando los diferentes ajustes inflacionarios aplicados a los Estados Financieros Anuales Auditados y a los Estados Financieros Intermedios.

La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

A lo largo de los años, la inflación ha dañado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para establecer condiciones para un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas por un aumento significativo en los precios de los combustibles, la energía y los alimentos, entre otros productos. Según la información pública más reciente disponible, la tasa de inflación fue del 117,8% en 2024 y del 31,5% en 2025. A partir de 2026, la inflación en Argentina continúa mostrando niveles elevados, aunque con señales de moderación en comparación con años anteriores, con una inflación acumulada en lo que va de 2026 que alcanza aproximadamente el 9,4%.

En el pasado, el gobierno de Argentina ha implementado programas para mitigar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluida la congelación de precios de ciertos productos de consumo masivo y acuerdos de precios entre el gobierno y las empresas del sector privado en diversas industrias y mercados, así como ajustes a las tarifas de electricidad y gas y los precios de los combustibles.

La administración actual ha eliminado los controles de precios implementados por la administración anterior, para permitir que los precios en la economía se ajusten por el libre juego de la oferta y la demanda. No podemos predecir si las medidas anunciadas por la actual administración lograrán reducir las altas tasas de inflación. Un escenario de alta inflación podría afectar la competitividad internacional de Argentina, devaluando el peso argentino e impactando negativamente en el nivel de actividad económica. También podría aumentar el nivel de desempleo y debilitar la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito para las empresas a nivel nacional e internacional. A su vez, una parte de la deuda de Argentina se ajusta a través del Coeficiente de Estabilización de Referencia (“RSC”), un índice monetario cuyo cálculo está sustancialmente vinculado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación se traduciría en un aumento de la deuda


Juan Martín Vico
Subdelegado

externa pública y, en consecuencia, de las obligaciones financieras del país, lo que podría agravar la presión sobre la economía argentina. Un alto grado de incertidumbre e inestabilidad en términos de inflación podría conducir a un acortamiento de los términos contractuales y afectaría la toma de decisiones.

Las altas tasas de inflación afectan la competitividad externa de Argentina, la desigualdad social y económica, impactan negativamente el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y socavan la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad y el acceso al crédito nacional e internacional por parte de las empresas locales y la estabilidad política.

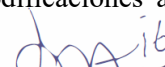
Aunque la inflación anual ha disminuido respecto a años anteriores, no es posible asegurar que el Estado Nacional Argentina podrá reducirla a cifras de un solo dígito. Si la inflación no se controla, la alta inflación podría socavar la competitividad externa de Argentina al diluir los efectos de la depreciación del peso argentino, afectando negativamente el nivel de actividad económica y empleo, y socavando la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de financiamiento nacional e internacional para las empresas.

Los controles de cambios, las restricciones a las transferencias al exterior y a los ingresos de capital pueden impedir o limitar el pago de las deudas que la Compañía tiene en moneda extranjera.

El régimen de control de cambios vigente en Argentina y la implementación de nuevos controles cambiarios podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía y su capacidad para pagar sus deudas en moneda extranjera.

El gobierno argentino y el Banco Central han implementado ciertas medidas que establecen requisitos y restricciones para acceder al Mercado Libre de Cambios (el “MLC”) tanto para personas jurídicas como respecto de personas humanas. Dichas medidas incluyen, entre otras: (i) restringir el acceso al MLC para la compra o transferencia de divisas al exterior para cualquier propósito, incluido el pago de dividendos a accionistas no residentes; (ii) restringir la adquisición de moneda extranjera con fine de atesoramiento (salvo en el caso de las personas humanas respecto de las cuales ciertas restricciones fueron flexibilizadas); (iii) exigir a los exportadores que ingresen y liquiden a través del MLC los cobros de sus exportaciones de bienes y servicios; (iv) limitar la transferencia de valores negociables hacia y desde Argentina estableciendo ciertos períodos de bloqueo; (v) la aplicación de impuestos sobre determinadas transacciones que impliquen la adquisición de divisas; y (vi) restringir el acceso al MLC para pagar las importaciones de bienes y servicios.

La administración actual tiene la intención de flexibilizar los controles de cambios. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, los controles cambiarios siguen vigentes para la entrada y salida de fondos en moneda extranjera, debido al bajo nivel de reservas del Banco Central. En esta línea, el punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios (Comunicación “A” 8307 del Banco Central, sus modificatorias y complementarias, las “**Normas de Exterior y Cambios**”), otorga acceso al MLC para el pago del capital e intereses del endeudamiento financiero externo contraído por el sector privado no financiero, así como de los títulos de deuda denominados en moneda extranjera (como las Obligaciones Negociables), siempre que se cumplan ciertos requisitos. La Compañía no puede garantizar que el Banco Central no modificará esta norma ni impondrá condiciones adicionales para el acceso al MLC en el futuro. Cualquiera de estas medidas podría afectar negativamente la capacidad de la Compañía para cumplir con sus compromisos financieros. Ver “*Información Adicional – Controles de Cambio*” en este Suplemento de Prospecto. Además, no puede garantizarse que el Banco Central o cualquier otra agencia gubernamental extenderá o flexibilizará los controles o restricciones, hará modificaciones a


Juan Martín Vico
Subdelegado

dichos controles o restricciones, impondrá obligaciones de refinanciación de la deuda denominada en moneda extranjera, establecerá restricciones más severas al egreso de divisas, o mantendrá el régimen cambiario actual o creará múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones. Estos controles y restricciones cambiarias podrían afectar negativamente a la economía argentina y, por lo tanto, afectar indirectamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Ver “*Información Adicional – Controles de Cambio*” en este Suplemento de Prospecto.

Los inversores extranjeros de sociedades que operan en Argentina han iniciado arbitrajes internacionales relativos a inversiones contra Argentina en los que se han obtenido y podrían obtenerse laudos arbitrales y/o medidas cautelares contra Argentina y sus activos y, a su vez, limitarse los recursos financieros de Argentina.

Diversos inversores extranjeros iniciaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“**CIADI**”) alegando que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional desde la crisis de 2001 y 2002 habrían diferido de las pautas de tratamiento justo e igualitario consignadas en varios tratados bilaterales de inversión (“**TBI**”) que han sido suscriptos por Argentina. En varios de estos reclamos, los tribunales arbitrales constituidos en los arbitrajes administrados por el CIADI se pronunciaron en contra de Argentina.

En julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal arbitral del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos del TBI celebrado con España, con fundamento en que se había producido la expropiación ilegal por parte del Estado de la compañía Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral condenó a la Argentina a abonar una indemnización por aproximadamente US\$328,8 millones, decisión que fue confirmada el 29 de mayo de 2019, al desestimar el comité de anulación la solicitud de anulación presentada por la Argentina contra el laudo del tribunal arbitral.


Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019 Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra la Argentina ante el CIADI por la estatización decretada durante 2008 del sistema de jubilación privada, por importes que superan los US\$ 650 millones en total. El 5 de abril de 2024, Argentina fue condenada a abonar una indemnización por daños a Met Life Inc.

El 13 de junio de 2023, la Justicia en lo Contencioso Administrativo Federal dictó sentencia definitiva haciendo lugar a la ejecución de un laudo emitido en el marco del arbitraje CIADI que promovieron las empresas Urbaser y CABB contra el Estado Nacional sobre la base del TBI entre Argentina y España.

El 4 de agosto de 2023, se registró ante el CIADI el reclamo de BA Desarrollos LLC, en virtud del TBI entre Argentina y Estados Unidos, relacionado con la industria de la construcción. Asimismo, Abertis Infraestructuras, S.A. e IJM Corporation Berhad también presentaron reclamos bajo los TBI con España y Malasia, respectivamente.

En agosto de 2024, en el marco de un arbitraje administrado por la Corte Permanente de Arbitraje (CPA), Argentina fue condenada a indemnizar a ICS Inspection and Control Services por un importe superior a US\$ 150 millones.

En mayo de 2025, un tribunal arbitral del CIADI condenó a la Argentina al pago de US\$147


Juan Martín Vico
Subdelegado

millones a favor de la compañía Webuild S.p.A., por el congelamiento de tarifas en un contrato de concesión relativo a un puente entre las provincias de Santa Fe y Entre Ríos. En junio de 2025, otro tribunal arbitral del CIADI condenó a la Argentina al pago de US\$ 715,9 millones a favor de AES Corporation, en relación con la pesificación de contratos vinculados a la represa de Alicurá tras la crisis de 2001 y 2002.

Asimismo, se han dictado decisiones relevantes en otras jurisdicciones. En septiembre de 2023, la jueza Loretta Preska, del Tribunal del Distrito Sur de Nueva York, condenó a la República Argentina al pago de US\$ 16.100 millones a favor de los fondos Petersen Energía Inversora y Eton Park Capital Management, por daños derivados de la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. en 2012 sin haber extendido una oferta pública de adquisición a dichos accionistas minoritarios. El 30 de junio de 2025, la misma jueza ordenó a la República transferir el 51% de las acciones de YPF S.A. como forma de pago parcial de dicha sentencia. Argentina apeló tanto la sentencia como la orden de transferencia ante la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos (la "*Second Circuit Court of Appeals*"). El 27 de marzo de 2026, dicho tribunal de alzada, por mayoría de dos votos contra uno, revocó la sentencia de primera instancia, al considerar que los reclamos por incumplimiento contractual de los demandantes no resultaban reconocibles bajo los códigos civiles y el derecho público de la República Argentina. Como consecuencia de la revocación de la sentencia, la Cámara de Apelaciones dejó también sin efecto la orden de transferencia de las acciones de YPF. Una decisión similar se adoptó en otros casos iniciados ante la misma jurisdicción contra Argentina.

De forma paralela, quedó firme una condena dictada por la justicia del Reino Unido en un proceso judicial iniciado por los fondos Palladian Partners LP, HBK Master Fund LP, Hirsh Group LLC y Virtual Emerald International Ltd., por la falta de pago del cupón PBI correspondiente a 2014, por un importe que asciende aproximadamente a € 1.500 millones.


El 2 de febrero de 2026, se registró ante el CIADI un nuevo reclamo iniciado por Webuild S.p.A., vinculado a un contrato de concesión para la construcción y explotación de una autopista.

En la actualidad, Argentina mantiene activos siete arbitrajes ante el CIADI iniciados con fundamento en la existencia de violaciones a diversos tratados bilaterales de inversión y medidas dispuestas en distintas industrias, que también comprenden importes millonarios.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes y futuros ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del Estado Nacional de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Compañía.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar negativamente la economía y la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

En el pasado, el Estado Nacional tuvo una fuerte intervención directa en la economía. Pese a que la actual administración ha demostrado de forma práctica su intención de reducir la intervención del estado en la economía al mínimo y llevar a cabo un profundo proceso de desregulación, ya sea a través del dictado del Decreto N° 70/2023 como de las posteriores normas que se dictaron en consecuencia, la Compañía no puede determinar con anticipación si el nivel de


Juan Martín Vico
Subdelegado


intervención en la economía por parte del Estado Nacional aumentará o si se adoptarán nuevas medidas de carácter intervencionista. La adopción de medidas de dicha índole podría ocasionar un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El Estado Nacional o las provincias, según corresponda, son propietarias de las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de la Argentina.

La Ley de Hidrocarburos establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos ubicados en el territorio de la Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de las provincias, según la ubicación de dichos yacimientos. Si los yacimientos de hidrocarburos se ubican más allá de las 12 millas marinas medidas desde la línea base establecida por la Ley N° 23.968, pertenecen al Estado Nacional, hasta el límite exterior de la plataforma continental. Los yacimientos de hidrocarburos ubicados hasta una distancia de 12 millas náuticas dentro de sus territorios medidos desde la línea de base establecida por la Ley N° 23.968 (incluidos los situados en el mar adyacente a sus costas hacia arriba) pertenecen a las provincias, incluidos los situados en el mar adyacente a sus costas. A ella pertenecen los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro del territorio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Los yacimientos de hidrocarburos ubicados en el lecho y subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de 12 millas marinas que no exceda de la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo, pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII del citado Tratado. Le pertenecen los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro del territorio de la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, incluidos los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de 12 millas náuticas medidas desde la línea base establecida por la Ley N° 23.968, respetando las disposiciones establecidas en el acuerdo suscrito el 8 de noviembre de 1994, entre Tierra del Fuego y Santa Cruz. Sin embargo, la exploración y producción de petróleo y gas natural se realiza a través de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgadas a empresas públicas y privadas. El acceso a las reservas de petróleo crudo y gas natural es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa de petróleo y gas, y la capacidad de la Compañía para generar ingresos se vería afectada material y negativamente si el gobierno argentino o las provincias, según corresponda, restringieran o impidieran explorar o extraer cualquiera de las reservas de petróleo crudo y gas natural que le ha asignado a la Compañía o si esta no puede competir efectivamente con otras compañías de petróleo y gas en futuras rondas de licitación para derechos adicionales de exploración y producción en Argentina.

Las restricciones al suministro de energía podrían impactar negativamente en la economía argentina.

Como resultado de la prolongada recesión y la conversión forzada de las tarifas de energía a pesos argentinos y el posterior congelamiento de las tarifas de gas natural y electricidad en Argentina, ha habido una falta de inversión en gas natural y electricidad y capacidad de transporte en Argentina en los últimos años. Al mismo tiempo, la demanda de gas natural y electricidad ha aumentado sustancialmente, impulsada por una recuperación de las condiciones económicas y restricciones de precios, lo que llevó al gobierno argentino a adoptar una serie de medidas que han resultado en escasez de la industria y/o mayores costos. En particular, Argentina ha estado importando gas natural para compensar la escasez de producción local. Para pagar las importaciones de gas natural, el gobierno argentino ha utilizado con frecuencia las reservas del Banco Central dada la ausencia de inversión extranjera directa. Si el gobierno argentino no puede pagar las importaciones de gas natural, la actividad económica, los negocios y las industrias pueden verse afectados negativamente.


Juan Martín Vico
Subdelegado

El gobierno argentino ha tomado una serie de medidas para aliviar el impacto a corto plazo de la escasez de energía en los usuarios residenciales e industriales. En diciembre de 2020, la Ley de Solidaridad y el Decreto N° 1020/20 congelaron las tarifas de transporte y distribución de gas natural. Además, mediante los Decretos N° 353/21 y N° 354/21, la ENRGE y el Poder Ejecutivo aprobaron un esquema tarifario transitorio que incluía ciertos ajustes tarifarios. En abril de 2025, las empresas responsables del transporte y distribución de servicios de gas natural bajo jurisdicción federal alcanzaron nuevos acuerdos de Revisión Tarifaria Quinquenal (RTQ) con el gobierno nacional, los cuales fueron aprobados por ENRGE. Estos acuerdos establecieron los calendarios tarifarios, los planes de inversión para el período 2025-2030 y el mecanismo de ajustes periódicos de las tarifas aplicables.

Los cambios en el marco regulatorio energético y el establecimiento del aumento de las tarifas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar la estructura de costos de la Compañía y aumentar los costos operativos y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en el negocio, condición financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Si bien la actual administración ha logrado avances significativos en la implementación de su política arancelaria, existe incertidumbre sobre si podrá sostenerse en el tiempo dadas las limitaciones macroeconómicas que enfrenta el país, lo que podría reducir la confianza y afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina y causar inestabilidad política. Por otro lado, si no se concreta oportunamente la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y el transporte y distribución de energía, la actividad económica en Argentina podría verse afectada negativamente y el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía podrían verse afectados negativamente.

Si no se abordan adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción, puede afectarse negativamente la economía y la situación financiera de Argentina y, en consecuencia, el negocio de la Compañía.


La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el gobierno argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. En la encuesta del Índice de Percepción de la Corrupción 2025 de Transparencia Internacional de 182 países, Argentina ocupó el puesto 104, cayendo cinco lugares con respecto a la encuesta anterior en 2024.

La corrupción sigue siendo un problema importante en Argentina. Si bien la Corte Suprema de Justicia confirmó recientemente la condena de Cristina Fernández de Kirchner, expresidenta de Argentina durante 2007-2015, en el Caso Vialidad, existe incertidumbre sobre la implementación y el cumplimiento consistentes de medidas para fortalecer las instituciones y erradicar la corrupción. La corrupción y la percepción de corrupción en Argentina pueden afectar negativamente la economía argentina y nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

La Compañía no puede asegurar que estos riesgos serán manejados adecuadamente por el gobierno argentino, y las fallas en su manejo podrían afectar la economía y la situación financiera de Argentina, desalentar la inversión extranjera y, en consecuencia, afectar negativamente el negocio, posición financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Las medidas gubernamentales, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, todo lo cual podría aumentar los costos operativos de la Compañía.

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la


Juan Martín Vico
Subdelegado

Ley de Contrato de Trabajo, Ley N° 20.744.


A su vez, la mayoría de las actividades industriales y comerciales en Argentina están reguladas por acuerdos específicos de negociación colectiva que agrupan a las empresas según sectores industriales y sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto del sector público como privado, han experimentado una presión significativa por parte de sus empleados y de los sindicatos para aumentar los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y los sindicatos están exigiendo aumentos salariales. En el pasado, el Estado Nacional promulgó leyes, regulaciones y decretos que requerían que las empresas del sector privado mantuvieran niveles salariales mínimos y proporcionaran beneficios específicos a los empleados.

En virtud de la Resolución N° 9/2025 del Consejo Nacional de Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil, emitida el 2 de diciembre de 2025, se dispuso un aumento escalonado del salario mínimo, vital y móvil, el cual se fijó en los siguientes valores: (i) a partir del 1° de noviembre de 2025, \$328.400; (ii) a partir del 1° de diciembre de 2025, \$334.800; (iii) a partir del 1° de enero de 2026, \$341.000; (iv) a partir del 1° de febrero de 2026, \$346.800; (v) a partir del 1° de marzo de 2026, \$352.400; (vi) a partir del 1° de abril de 2026, \$357.800; (vii) a partir del 1° de mayo de 2026, \$363.000; (viii) a partir del 1° de junio de 2026, \$367.800; (ix) a partir del 1° de julio de 2026, \$372.400; y (x) a partir del 1° de agosto de 2026, \$376.600 (este último importe se mantendrá vigente hasta tanto se apruebe una nueva actualización).

Además, el 18 de enero de 2026, el Poder Ejecutivo convocó sesiones extraordinarias del Congreso del 2 al 27 de febrero de 2026 para considerar su agenda legislativa, incluyendo la reforma de la legislación laboral y un nuevo régimen penal juvenil, entre otras iniciativas. Con fecha 12 de febrero de 2026, la reforma laboral recibió media sanción por parte del Senado, y con fecha 20 de febrero de 2026, la aprobación por parte de la Cámara de Diputados. Sin embargo, dado que en el debate llevado a cabo por la Cámara de Diputados se decidió eliminar uno de sus artículos (referido a reducciones salariales durante licencias por enfermedad), la norma debió volver al Senado para su revisión y votación definitiva. Finalmente, el 27 de febrero de 2026 el Senado convirtió en ley el proyecto de Modernización Laboral, con 42 votos a favor, 28 en contra y 2 abstenciones.

La Ley de Modernización Laboral introduce reformas integrales al marco normativo laboral argentino, incluyendo, entre otros aspectos: (i) modificaciones al régimen de indemnizaciones por despido, excluyendo del cálculo conceptos como el aguinaldo, premios no habituales y bonos por objetivos, y fijando un tope máximo para la indemnización; (ii) la creación de fondos de cese laboral para financiar las indemnizaciones; (iii) la habilitación de la figura del "banco de horas", que permite compensar horas extra con tiempo libre en lugar de pago adicional; (iv) la posibilidad de extender la jornada laboral hasta 12 horas diarias, siempre que no se exceda el máximo semanal de 48 horas; (v) nuevas restricciones al derecho de huelga mediante la ampliación de los sectores considerados "servicios esenciales" que deben garantizar guardias mínimas; (vi) la creación de un régimen específico para trabajadores de plataformas tecnológicas, y (vii) beneficios impositivos para fomentar la contratación de nuevos empleados.

Las organizaciones sindicales se han opuesto a la reforma mediante huelgas y manifestaciones, sosteniendo que la nueva ley perjudica a los trabajadores, reduce derechos laborales consagrados y favorece a los empleadores. Con fecha 6 de marzo de 2026, el Poder Ejecutivo promulgó la Ley de Modernización Laboral mediante el Decreto 137/2026, publicado en la misma fecha en el


Juan Martín Vico
Subdelegado

Boletín Oficial. Con fecha 7 de marzo de 2026, la Ley de Modernización Laboral entró en vigencia.

Asimismo, la Confederación General del Trabajo (la "CGT") promovió una acción declarativa de inconstitucionalidad contra el Estado Nacional respecto de numerosos artículos de la Ley N° 27.802, alegando que dichas disposiciones vulneran principios y derechos fundamentales reconocidos por la Constitución Nacional y los tratados internacionales ratificados por la Argentina, incluyendo el principio de progresividad y no regresividad en materia de derechos sociales, la protección del trabajo, la libertad sindical y los derechos colectivos. Con fecha 30 de marzo de 2026, el Juzgado Nacional de Primera Instancia del Trabajo N° 63, en los autos "Confederación General del Trabajo de la República Argentina c/ Estado Nacional – Poder Ejecutivo Nacional – s/ Acción Declarativa" (Expte. CNT 10308/2026), hizo lugar a una medida cautelar innovativa y dispuso la suspensión provisoria de la vigencia de más de 80 artículos de la Ley N° 27.802 que modificaban, entre otras normas, la Ley de Contrato de Trabajo, la Ley de Asociaciones Sindicales, la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo y la Ley de Jornada de Trabajo. El magistrado fundamentó la decisión señalando, prima facie, posibles afectaciones a principios constitucionales y convencionales —en particular, al principio de progresividad y no regresividad—, y consideró que la inmediata aplicación de la norma podría generar efectos jurídicos de difícil reversión sobre una cantidad significativa de relaciones laborales vigentes. La suspensión tiene carácter provisorio y se mantendrá vigente hasta tanto se dicte sentencia definitiva en el proceso principal.


En respuesta, el Ministerio de Capital Humano, con el patrocinio de la Procuración del Tesoro de la Nación, interpuso recurso de apelación contra la medida cautelar referida y promovió un recurso extraordinario de salto de instancia (per saltum) directamente ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, solicitando la revocación de la suspensión y reafirmando su compromiso con la plena vigencia de la Ley N.º 27.802.

Con fecha 24 de abril de 2026, la Cámara Nacional de Apelaciones del Trabajo dejó sin efecto la medida cautelar dictada en primera instancia y declaró la constitucionalidad de la denominada Ley de Modernización Laboral, restituyendo así la eficacia de las disposiciones oportunamente suspendidas. La CGT y otras organizaciones sindicales han anunciado su intención de interponer nuevas presentaciones impugnando la constitucionalidad de la norma, por lo que se prevé que la cuestión llegue a conocimiento de la Corte Suprema de Justicia de la Nación

Sin embargo, a la fecha de este Suplemento de Prospecto, el alcance e impacto de la implementación de la Ley de Modernización Laboral sigue siendo incierto, en particular en virtud de la mencionada medida cautelar y de las impugnaciones judiciales en curso. Es posible que los sindicatos continúen oponiéndose a tales medidas y que se dicten nuevas resoluciones judiciales que limiten o suspendan la aplicación de la normativa, lo que podría generar un escenario de mayor incertidumbre regulatoria y afectar el negocio y los resultados de operaciones de la Compañía.

Una disminución en los precios mundiales de las principales exportaciones de productos básicos de Argentina podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de Argentina.

Los altos precios de los productos básicos han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos gubernamentales por impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos


Juan Martín Vico
Subdelegado

básicos, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea más vulnerable a las fluctuaciones de sus precios.

A principios de 2022, como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania, se observó un fuerte aumento de los precios de varias materias primas. Por ejemplo, el valor por tonelada de trigo aumentó un 30% del 1 de febrero de 2022 al 1 de marzo de 2022. Los precios del petróleo y el gas también aumentaron un 18% en el mismo período de tiempo. Aunque a la fecha de este Suplemento de Prospecto los precios de las materias primas se han estabilizado, volviendo en algunos casos a niveles previos a los conflictos de Ucrania y Gaza, si el conflicto escala a nivel regional o global, podría volver a causar volatilidad en dichos mercados. Además, las condiciones climáticas adversas como sequías, lluvias excesivas, granizo, inundaciones o similares, pueden afectar negativamente la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representan una parte significativa de los ingresos de exportación de Argentina. En 2023, una sequía prolongada afectó significativamente la producción de los principales cultivos de Argentina, lo que provocó una disminución de las exportaciones de materias primas y la recaudación de derechos de exportación.


Además, el renovado conflicto en la Franja de Gaza en 2023 amenazó inicialmente con afectar significativamente a los precios de ciertos productos básicos. Específicamente, condujo a un aumento inicial en los precios del petróleo y generó preocupaciones con respecto a la cadena de suministro de fertilizantes. Sin embargo, con el tiempo, los precios se estabilizaron y los mercados de productos básicos en general no se vieron afectados en gran medida, lo que refleja la opinión del mercado de que el impacto global del conflicto sería limitado.

Mientras tanto, desde que asumió el cargo, el presidente de Estados Unidos, Donald Trump, ha promovido un “Acuerdo de Propuesta de Paz” dirigido al presidente ucraniano Volodymyr Zelensky y al presidente ruso Vladimir Putin, con el objetivo de poner fin a las hostilidades. En este contexto, Trump también advirtió que, en caso de no llegar a un acuerdo, Estados Unidos impondría severas medidas económicas contra Rusia, incluyendo la ampliación de las sanciones comerciales y restricciones financieras más estrictas, como estrategia para presionar por las negociaciones de paz. Paralelamente, el presidente Trump emitió una advertencia al grupo terrorista Hamas, afirmando que, si no se demostraban señales concretas de un acuerdo de paz, Estados Unidos tomaría severas acciones de represalia contra su liderazgo y estructuras de apoyo, reafirmando su postura de presión hacia una resolución pacífica.

Más recientemente las políticas arancelarias relacionadas con el comercio exterior de los Estados Unidos han generado incertidumbre en los distintos mercados, agregando volatilidad a los precios.

Sin embargo, el 5 de febrero de 2026, Argentina y Estados Unidos firmaron un Acuerdo Recíproco de Comercio e Inversión que reduce barreras arancelarias y no arancelarias, establece reglas para facilitar el comercio y la inversión, y fija compromisos regulatorios en áreas como propiedad intelectual, comercio digital, trabajo y medio ambiente.

En materia arancelaria, Estados Unidos eliminará aranceles sobre 1.675 productos argentinos y anunció una ampliación del cupo de carne vacuna a 100.000 toneladas en 2026, mientras que Argentina eliminará aranceles para 221 posiciones, reducirá otros 20 al 2% y suprimirá licencias de importación y formalidades consulares para bienes estadounidenses. El acuerdo también contempla que Argentina reconozca certificaciones y estándares de Estados Unidos o internacionales sin evaluaciones adicionales, fortalezca la propiedad intelectual y facilite el comercio digital (transferencias de datos y firmas electrónicas), quedando su entrada en vigor sujeta a la aprobación legislativa local. En sectores estratégicos, Argentina se comprometió a


Juan Martín Vico
Subdelegado

priorizar a Estados Unidos en minerales críticos (litio, cobre, etc.) y a agilizar proyectos a través del RIGI (“**Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones**”).

Sin embargo, el 20 de febrero de 2026, la Corte Suprema de los Estados Unidos, en el caso *Learning Resources, Inc. v. Trump*, resolvió que la Ley de Poderes Económicos de Emergencia Internacional (“**IEEPA**”) no autoriza al Presidente de los Estados Unidos a imponer aranceles, al considerar que dichos aranceles exceden las facultades otorgadas por el Congreso en virtud de esa norma. El fallo invalidó los aranceles recíprocos inicialmente impuestos en abril de 2025 con una tasa base del 10% sobre las importaciones provenientes de casi todos los socios comerciales, así como las tasas más elevadas dirigidas a países específicos.


Así las cosas, si bien Argentina había firmado un Acuerdo Recíproco de Comercio e Inversión con los Estados Unidos el 5 de febrero de 2026, que eliminó los aranceles estadounidenses sobre 1.675 productos argentinos y otorgó un trato preferencial a exportaciones clave, las implicancias más amplias de la decisión de la Corte Suprema siguen siendo inciertas. Tras el fallo, el presidente Trump anunció nuevos aranceles bajo fundamentos jurídicos alternativos, inicialmente del 10% y posteriormente incrementados al 15%.

Esta incertidumbre en materia de política comercial, junto con la posibilidad de futuras disputas comerciales y de que los acuerdos bilaterales puedan ser renegociados o impugnados, podría afectar adversamente los ingresos por exportaciones de Argentina y su estabilidad económica. Asimismo, el fallo ha generado incertidumbre respecto de los acuerdos comerciales vigentes y podría dar lugar a obligaciones de reembolso por miles de millones de dólares correspondientes a aranceles previamente recaudados, lo que podría tener consecuencias macroeconómicas más amplias que afecten indirectamente a la economía argentina.

Si bien a la fecha de este Suplemento de Prospecto no es posible predecir el impacto de estos nuevos acuerdos y los precios de algunos *commodities* se han estabilizado, volviendo en algunos casos a niveles previos a los conflictos entre Rusia y Ucrania, Israel e Irán y el conflicto en la Franja de Gaza, si los conflictos escalan a nivel regional o global, involucrando más estados nacionales o alianzas militares de países, podría provocar nuevamente volatilidad en dichos mercados. Para más información, ver “*La aparición y propagación de una enfermedad de nivel mundial o una amenaza para la salud pública puede tener un impacto material adverso en la economía argentina y mundial, en las operaciones comerciales, en la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora*” de esta Sección. Asimismo, una caída de los precios o la producción de los *commodities* podría tener un impacto negativo sobre los niveles de ingresos públicos, las divisas disponibles y la capacidad del gobierno de pagar su deuda soberana, y podrían generar recesión o presiones inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados podría tener un impacto negativo sobre el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El alto gasto público podría tener consecuencias adversas duraderas para la economía argentina.

Hasta 2023, Argentina ha aumentado sustancialmente el gasto público. En noviembre de 2023, el gasto del sector público aumentó un 113,1% en comparación con noviembre de 2022; el Estado Nacional Argentino informó un déficit fiscal primario del 2,9% del Producto Bruto Interno (“**PBI**”), según el Ministerio de Economía.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Sin embargo, la administración actual ha reducido sustancialmente el gasto público nacional, registrando superávits fiscales y financieros primarios en 2025, alcanzando un superávit primario de US\$11.700 millones y US\$1.450 millones en superávit financiero durante 2025, aunque aún existe incertidumbre sobre la capacidad del gobierno para sostener estas políticas a largo plazo.


Aunque la administración actual pudo implementar recortes drásticos en el gasto público y la deuda pública, no es posible asegurar de que pueda sostener estas políticas a largo plazo. En esta línea, no es posible garantizar que el Estado Nacional Argentino no enfrente resistencia del Congreso para seguir implementando sus objetivos y reformas. Los futuros déficits fiscales podrían afectar negativamente la capacidad del Estado Nacional Argentino para acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podrían resultar en un acceso más limitado a dichos mercados por parte de empresas argentinas, tales como la Compañía.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por la evolución económica de otros mercados mundiales y por efectos de “contagio” más generales.

La economía argentina es vulnerable a los factores externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. Una disminución en la demanda de exportaciones argentinas puede tener un efecto materialmente adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Además, los mercados financieros y de valores en Argentina se han visto influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados del mundo, como en 2008, cuando la crisis económica mundial provocó un repentino declive económico en Argentina en 2009, acompañado de presiones inflacionarias, depreciación del peso argentino y una caída en la confianza de los consumidores e inversores. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción de los inversores sobre los acontecimientos que ocurren en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capital hacia otros países. Las reacciones de los inversores internacionales a los eventos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto de “contagio” en el que toda una región o clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

Los cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias o económicas de los principales socios comerciales de Argentina, o en las leyes o políticas de comercio exterior, pueden generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un efecto negativo en las economías individuales, incluida la economía argentina, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestras operaciones. En este sentido, cabe mencionar que, a principios de abril de 2025, Estados Unidos implementó aranceles adicionales del 10% a todas las importaciones, con aumentos más pronunciados para ciertos países. Por ejemplo, las importaciones procedentes de China se enfrentan a aranceles de hasta el 104 por ciento. Esta expansión de las medidas arancelarias provocó importantes caídas en los mercados financieros y suscitó preocupación por una posible recesión económica. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, Estados Unidos ha pausado la imposición de aranceles a la mayoría de los países por un período de 90 días y está negociando activamente un nuevo acuerdo comercial con China. El borrador preliminar de dicho


Juan Martín Vico
Subdelegado

acuerdo contemplaría aranceles del 55% sobre los productos chinos y del 10% sobre los productos estadounidenses.


Asimismo, con fecha 28 de febrero de 2026, Estados Unidos e Israel lanzaron una operación militar conjunta contra la República Islámica de Irán, resultando en el fallecimiento del Líder Supremo Ali Khamenei y otros altos funcionarios iraníes. El conflicto bélico continúa en desarrollo a la fecha del presente Suplemento de Prospecto, con Irán respondiendo mediante ataques con drones y misiles balísticos contra países aliados de Estados Unidos en el Golfo Pérsico, incluyendo Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Bahrein, Qatar, Irak y Omán. Como consecuencia del conflicto, el tráfico de embarcaciones a través del Estrecho de Hormuz, por donde transita aproximadamente el 20% del suministro mundial de petróleo y de gas natural licuado, ha quedado prácticamente paralizado desde el 28 de febrero de 2026. Los precios del petróleo crudo Brent experimentaron un aumento del 10% alcanzando los US\$ 80 por barril el 1° de marzo de 2026, mientras que analistas proyectan que los precios podrían alcanzar entre US\$ 90 y US\$120 por barril si el conflicto se prolonga por más de tres semanas, o incluso hasta US\$ 200 por barril en caso de un cierre total del Estrecho de Hormuz.

Un incremento sostenido en los precios internacionales del petróleo y del gas natural licuado como consecuencia del conflicto en Irán podría tener efectos mixtos en Argentina, que es un importador neto de energía en ciertos períodos del año. Si bien precios más elevados de los hidrocarburos podrían tener un impacto positivo en los ingresos y flujos de caja de productores como la Compañía, también podrían generar mayores presiones inflacionarias, volatilidad cambiaria e inestabilidad macroeconómica en Argentina. Asimismo, un conflicto prolongado podría derivar en una desaceleración económica global, lo que podría reducir la demanda de energía y afectar los precios internacionales. Dichos factores podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Asimismo, una mayor volatilidad en los mercados financieros globales y un aumento del riesgo geopolítico podrían afectar negativamente el acceso de la Argentina a los mercados internacionales de crédito y, en consecuencia, el acceso de la Compañía al financiamiento, así como generar efectos de contagio en los mercados emergentes que podrían agravar aún más las condiciones macroeconómicas locales.

Además, las crecientes tensiones geopolíticas entre China y Taiwán siguen siendo una fuente significativa de incertidumbre para la economía global y los mercados energéticos. Cualquier escalada de las tensiones entre China y Taiwán, incluyendo una confrontación militar, la imposición de sanciones económicas o interrupciones comerciales, podría tener consecuencias de gran alcance para las cadenas de suministro globales, los precios de los *commodities* y los mercados financieros. China es uno de los mayores consumidores de petróleo del mundo y un importante socio comercial de Argentina. Una interrupción significativa en la economía china o en los flujos comerciales internacionales que involucren a China podría afectar negativamente la demanda global de petróleo, los precios de los *commodities* y las economías de mercados emergentes, incluyendo Argentina, lo que a su vez podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A su vez, las condiciones económicas mundiales también pueden resultar en la depreciación de las monedas y los tipos de cambio regionales, incluido el peso argentino, lo que probablemente también causaría volatilidad en Argentina. El efecto de las condiciones económicas globales en


Juan Martín Vico
Subdelegado

Argentina podría reducir las exportaciones y la inversión extranjera directa, lo que resultaría en una disminución de los ingresos tributarios y una restricción en el acceso a los mercados internacionales de capitales, lo que podría afectar negativamente los negocios, situación financiera y resultados operativos de la Compañía. Una nueva crisis económica y/o financiera mundial o los efectos del deterioro en el actual contexto internacional podrían afectar la economía argentina y, en consecuencia, los resultados operativos y situación financiera de la Compañía

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y el gas

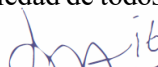
Las operaciones de la Compañía están sujetas a una extensa regulación.

La industria del petróleo y el gas en Argentina está sujeta a una amplia regulación y control gubernamental. Los ingresos de la Compañía se generan a partir de la venta de crudo y gas natural, representando el crudo, actualmente, la mayor proporción de las ventas. Como resultado, el negocio de la Emisora depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas de Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados material y negativamente por los cambios regulatorios y políticos en el país.

La Emisora enfrenta riesgos y desafíos relacionados con la regulación y el control gubernamental del sector energético, incluidos, entre otros, los siguientes:

- limitaciones a su capacidad para aumentar los precios locales o para reflejar los efectos de impuestos internos más altos, aumentos en los costos de producción o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros combustibles de hidrocarburos y fluctuaciones del tipo de cambio en los precios internos;
- mayores impuestos a las exportaciones de hidrocarburos;
- las restricciones a los volúmenes de exportación de hidrocarburos impulsadas principalmente por la necesidad de satisfacer la demanda interna;
- disposiciones regulatorias para suministrar gas natural y otros productos de hidrocarburos al mercado minorista interno en exceso de los montos previamente contratados, como resultado de la política del gobierno argentino de dar prioridad absoluta a la demanda interna;
- restricciones a las importaciones de productos que podrían afectar la capacidad de la Compañía para cumplir con sus compromisos de entrega o planes de crecimiento, según sea el caso;
- legislación e iniciativas regulatorias relacionadas con actividades de perforación de hidrocarburos de petróleo y gas no convencionales, que podrían aumentar el costo de los negocios o causar demoras y afectar negativamente las operaciones de la Emisora;
- la aplicación o imposición de requisitos de calidad más estrictos para los productos petrolíferos en la Argentina;
- conflictos entre regulaciones federales y provinciales; y
- intervenciones realizadas por ENRGE (antes ENARGAS) sobre las operaciones de los asociados de transporte de gas.

En enero de 2007, el Congreso argentino aprobó la Ley N° 26.197, que modificó la Ley de Hidrocarburos y transfirió a las provincias y a la Ciudad de Buenos Aires la propiedad de todos


Juan Martín Vico
Subdelegado

los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas contadas desde las líneas de base. Con posterioridad a dicha reforma, el Congreso Nacional dictó las leyes y reglamentos para el desarrollo de los recursos naturales en la Argentina, mientras que los gobiernos provinciales velan por el cumplimiento de dichas leyes y administran los yacimientos de hidrocarburos en las respectivas provincias. Sin embargo, algunos gobiernos provinciales han interpretado la Ley N° 26.197 y el artículo 124 de la Constitución Nacional como una autorización a las provincias para promulgar sus propias regulaciones para la exploración y producción de petróleo y gas dentro de sus territorios. La Compañía no puede asegurar que las regulaciones o impuestos (incluidas las regalías) promulgados por cualquier provincia no entrarán en conflicto con la Ley N° 26.197 u otras leyes federales y que dichas regulaciones e impuestos no afectarán negativamente el negocio de la Compañía, su condición financiera y resultados de sus operaciones.


La administración actual ha indicado que tiene la intención de desregular la industria del petróleo y el gas. Por ejemplo, entre otras reformas, la Ley N° 27.742 (*Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*) otorga a los productores de hidrocarburos la libertad de exportar y comercializar su producción a precios de mercado, a diferencia del artículo 6 de la Ley N° 17.319 (*Ley de Hidrocarburos*), que exige que la producción de hidrocarburos se destine principalmente a satisfacer las demandas del mercado interno. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, existe incertidumbre sobre la medida en que las nuevas políticas gubernamentales pueden implementarse de manera efectiva y si dichas políticas pueden mantenerse en el tiempo durante futuras administraciones.

No se puede garantizar que el marco regulatorio actual o las políticas gubernamentales futuras, incluidas las medidas adoptadas para desregular la industria del petróleo y el gas, o cualquier intervención del gobierno argentino no afecten negativamente a la industria del petróleo y el gas y, a su vez, al negocio de la Emisora, su situación financiera o resultados de operaciones. Ver “*Información de la Emisora—Régimen regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas—Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera*” en este Suplemento de Prospecto.

Las caídas sustanciales o prolongadas y la volatilidad en los precios globales del petróleo crudo, los productos derivados del petróleo y el gas natural pueden tener un efecto adverso en los resultados de operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Una cantidad significativa de los ingresos de la Compañía se deriva de las ventas de petróleo crudo y gas natural. La demanda y el precio del petróleo y el gas dependen en gran medida de una variedad de factores, incluida la oferta y la demanda internacionales y regionales, los niveles de demanda de productos de consumo, las condiciones climáticas, el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos, las medidas adoptadas por los gobiernos y los cárteles internacionales, y los eventos económicos y políticos globales.

Los precios internacionales del petróleo han fluctuado mucho en los últimos años y es probable que sigan fluctuando significativamente en el futuro. Los factores que afectan a los precios internacionales del petróleo crudo incluyen, entre otros: la evolución política de las regiones productoras de petróleo crudo, en particular en Oriente Medio; conflictos globales y locales, guerras o actos de terrorismo, incluido el conflicto en curso entre Rusia y Ucrania y, más recientemente, los acontecimientos en Venezuela y los conflictos entre (i) Israel y Hamas, por un lado, (ii) Israel, junto con Estados Unidos, e Irán, y (iii) la reciente intervención militar de Estados Unidos en Venezuela para capturar al presidente Nicolas Maduro, por el otro; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y otros países productores de petróleo crudo (colectivamente, “OPEC+”) para establecer y mantener niveles y precios de producción de petróleo crudo; la decisión de los Emiratos Árabes Unidos (“EAU”) de retirarse de la OPEP, lo que podría debilitar la capacidad del cártel para coordinar recortes de producción y mantener la disciplina de precios entre sus miembros, lo que potencialmente conduciría a un

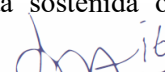

Juan Martín Vico
Subdelegado

aumento de la oferta mundial de petróleo crudo y a una presión a la baja sobre los precios internacionales del petróleo; el riesgo de que otros miembros de la OPEP o de la OPEP+ sigan el precedente de los EAU y abandonen o ignoren las cuotas de producción, socavando aún más la gestión coordinada de la oferta y amplificando la volatilidad de los precios; condiciones macroeconómicas, incluida la inflación; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo, gas y productos relacionados; la demanda de los consumidores nivela el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos; medidas adoptadas por gobiernos y cárteles internacionales; inversión en nuevos proyectos para traer nuevos volúmenes de producción de petróleo al mercado; interrupciones de la cadena de suministro global y cuellos de botella en el transporte marítimo, competencia de otras fuentes de energía, los efectos de una pandemia o epidemia y cualquier restricción regulatoria obligatoria o medida de contención posterior, regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; y condiciones climáticas.

Además, las disputas comerciales y las medidas arancelarias pueden apoyar simultáneamente los precios del crudo a corto plazo, a través de fricciones en la cadena de suministro, inventarios precautorios y primas de riesgo geopolítico más altas, al tiempo que pesan sobre la demanda a mediano y largo plazo al frenar el crecimiento, el comercio y la inversión mundiales; los desarrollos adversos, incluidos los aranceles adicionales, las barreras no arancelarias, las sanciones y las acciones de represalia, pueden aumentar los costos de los insumos, interrumpir las cadenas de suministro y aumentar la volatilidad en los puntos de referencia del crudo y las grietas de los productos refinados, y la reducción del crecimiento o las condiciones recesivas podrían debilitar la demanda de los productos, comprimir los márgenes y afectar negativamente los volúmenes, los precios y la utilización; por el contrario, los fuertes aumentos del precio del crudo vinculados a las tensiones comerciales pueden aumentar los costos operativos y de adquisición y presionar el capital de trabajo, lo que podría afectar la demanda del usuario final y la realización de precios. En conjunto, estas dinámicas podrían afectar negativamente los ingresos, resultados operativos, flujos de efectivo, liquidez y capacidad de la Compañía para cumplir con sus obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables, así como influir en sus planes de gastos de capital, estrategias de cobertura y acceso al financiamiento, y la magnitud y duración de cualquier impacto siguen siendo inciertas y están fuera del control de la Emisora, dependiendo del momento, el alcance y la aplicación de las medidas, respuestas de los países afectados, cambios de política y comportamiento del mercado. La Compañía no puede asegurar a los inversores qué efectos, si los hay, prevalecerán o por cuánto tiempo. La Emisora no tiene control sobre ninguno de estos factores ni puede predecir cómo influirán estos factores en los precios del petróleo crudo y los productos petrolíferos relacionados.

En particular, la salida de los EAU de la OPEP introduce una incertidumbre significativa respecto a la cohesión futura y la eficacia de la OPEP y la OPEP+ como mecanismos para gestionar la oferta mundial de petróleo crudo. Los EAU son uno de los mayores productores de petróleo crudo del mundo y su retiro podría resultar en un aumento de la producción unilateral por parte de los EAU sin las restricciones de las cuotas de la OPEP, lo que podría contribuir a un exceso de oferta de petróleo crudo en los mercados internacionales. Una pérdida de cohesión de la OPEP podría desencadenar un desmoronamiento más amplio de las restricciones coordinadas de producción, lo que conduciría a una presión sostenida a la baja sobre los precios del petróleo crudo. Cualquier disminución resultante en los precios internacionales del petróleo crudo podría afectar negativamente los precios que recibimos por nuestra producción de petróleo crudo, reducir la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y desarrollo, resultar en el deterioro o la depreciación de nuestros activos de petróleo y gas, y tener un efecto material adverso en nuestros ingresos, resultados operativos, flujos de efectivo, situación financiera y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones en virtud de los pagarés. No podemos predecir las consecuencias últimas de la salida de los EAU de la OPEP ni el grado en que otros países productores puedan modificar sus estrategias de producción en respuesta.

Los precios del petróleo en Argentina no siempre han reflejado inmediatamente los cambios en los precios internacionales del petróleo. Sin embargo, una caída sostenida o


Juan Martín Vico
Subdelegado

significativa en los precios internacionales del petróleo podría reducir los precios internos del petróleo y afectar negativamente la viabilidad económica de los proyectos de perforación, resultar en la pérdida de reservas probadas y probadas no desarrolladas, y afectar material y adversamente los resultados operativos de la Compañía. Una disminución en los precios internacionales del petróleo también podría afectar otros supuestos y estimaciones y reducir el valor recuperable de ciertos activos.

Una disminución sustancial en los precios internacionales del petróleo podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y operaciones de la Compañía si la producción no se puede colocar en el mercado interno a precios competitivos. Además, controles de exportación, las limitaciones a las exportaciones de crudo o la imposición de aranceles a la exportación en Argentina o en los países de destino también podrían afectar negativamente las operaciones de la Emisora.

Si los precios internacionales del petróleo crudo tuvieran una tendencia a la baja durante un período prolongado de tiempo y esto se reflejara en los precios internos del petróleo, que la Compañía no puede controlar, esto podría reducir la viabilidad económica de los proyectos de perforación, resultar en la pérdida de reservas probadas debido a las nuevas condiciones económicas y reservas probadas no desarrolladas debido a cambios en los planes de desarrollo del negocio de la Emisora y, por ende, afectar negativamente sus resultados operativos. También podría afectar a otras hipótesis y estimaciones y, en consecuencia, reducir el valor recuperable de determinados activos.


Los cambios en los acuerdos de precios y subsidios nacionales de petróleo y gas en Argentina podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

Debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios del petróleo y el gas en Argentina en el pasado han estado sustancialmente rezagados con respecto a los precios vigentes en el mercado internacional y regional para dichos productos. Como resultado, la capacidad de la Compañía de aumentar los precios ha sido, y sigue siendo, limitada.

Las fluctuaciones de los precios del petróleo y el gas en Argentina no reflejan exactamente los cambios en los precios internacionales de dichos productos, y están sujetas a políticas energéticas locales, que limitan la capacidad de la Compañía aumentar sus precios en el mercado regulado. La actual administración pretende desregular los precios, en la medida de lo posible, con el objetivo de converger, en un corto plazo, hacia los precios de mercado. Los primeros pasos en este sentido han incluido la aprobación de aumentos sustanciales en las tarifas de transporte y distribución de gas natural y electricidad para ciertos segmentos de la demanda, la ejecución de los acuerdos de Revisión Tarifaria Quinquenal con las empresas responsables de esos servicios, como resultado de lo cual el proceso de fijación de tarifas parece haber vuelto a una senda de normalidad de acuerdo con la Ley N° 24.076, y la autorización otorgada a YPF para ajustar los precios de los combustibles, reflejando un cambio en la política de precios del gobierno. Aunque el proceso de desregulación ideado por el gobierno ha tenido un avance significativo, la Compañía no puede asegurar, con la información que posee actualmente, que dicho proceso pueda completarse y sostenerse en el tiempo.

Ver “*Información Financiera – Precios del Gas y Subsidios*” e “*Información Financiera – Precios del petróleo*” en el Suplemento de Prospecto. Para una discusión sobre las limitaciones del precio del gas y los subsidios para compensar estas limitaciones, consulte “*Información Financiera*” en el Suplemento de Prospecto.

La determinación del gobierno argentino de fijar, o intervenir indirectamente, para generar precios locales de petróleo crudo a valores por debajo de la paridad de exportación podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo de la Emisora. En caso de que los precios locales se redujeran a través de alguno de los


Juan Martín Vico
Subdelegado

factores descritos anteriormente, los cuales no podemos controlar, esto podría afectar el desempeño económico de los proyectos existentes y futuros, generando una pérdida de reservas como resultado de cambios en sus planes de desarrollo, estimaciones, y en consecuencia afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

Las medidas tomadas por el gobierno pueden tener un efecto adverso en el flujo de gas natural a través de las instalaciones de *midstream* (recolección y tratamiento) de la Emisora, lo que puede afectar negativamente los resultados en su negocio de *midstream*.

Los precios del petróleo y el gas podrían afectar los gastos de capital de la Emisora y pueden provocar el deterioro de su propiedad, planta y equipo.

Los precios que la Emisora recibe por los hidrocarburos que produce afectan la viabilidad de las inversiones en actividades de exploración y desarrollo y, como resultado, el momento y el monto de sus gastos de capital proyectados para tales fines. La Compañía presupuesta los gastos de capital para tales actividades teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de los hidrocarburos. En caso de que los precios internos actuales disminuyan, es probable que la capacidad de la Compañía para mejorar sus tasas de recuperación de hidrocarburos, identificar nuevas reservas, cumplir con los compromisos de inversión bajo el Plan GasAr (conforme es definido debajo) y llevar a cabo otros planes de gastos de capital se vea afectada, lo que, a su vez, podría tener efectos materiales y adversos en su negocio, condición financiera y resultados de operaciones.


Las disminuciones futuras en los precios del petróleo y el gas pueden conducir a deterioros adicionales que, a su vez, podrían tener un efecto adverso en el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.

Los cambios en las regulaciones de gas con respecto al abastecimiento de la demanda prioritaria pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

Desde el lanzamiento del Plan GasAr en noviembre de 2020, y su extensión en 2022, la Compañía cuenta con acuerdos con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) para abastecer el segmento de generación de energía y con ENARSA y empresas distribuidoras para abastecer el segmento residencial, ambos vigentes hasta 2028. Al 31 de diciembre de 2025, el acuerdo con CAMMESA representa el 17% de los ingresos de la Emisora, mientras que el acuerdo con ENARSA y las empresas distribuidoras representa el 14% de los ingresos por ventas de gas (excluyendo subsidios y programas de estímulo). La celebración de estos acuerdos redujo significativamente el riesgo de redireccionamiento de la producción de la Compañía, ya que la demanda prioritaria se satisface sustancialmente en virtud de estos acuerdos.

Además, desde el lanzamiento del Plan GasAr, las regulaciones ratificadas por la actual administración y la política de precios del gas se han enfocado en traducir sustancialmente al usuario final los costos reales de suministro, reduciendo los subsidios otorgados a los usuarios residenciales, así como los programas de estímulo para los productores de gas. Esta política redujo la exposición de la Compañía a los riesgos de cobranza bajo los programas de estímulo y los riesgos de precios derivados de la política de subsidios implementada en el pasado.

También en el pasado, ante la falta de acuerdos entre las partes relevantes para abastecer la demanda de gas del mercado regulado debido a las bajas tarifas, ENRGE (antes ENARGAS) emitió regulaciones por las cuales los productores de gas debían redireccionar su producción para abastecer las necesidades del mercado regulado (la “demanda prioritaria”) con bajas tarifas. El redireccionamiento de la producción tuvo un impacto adverso en los productores de gas, como la Emisora, ya que afectó su capacidad para cumplir con sus compromisos de suministro en el mercado no regulado. Cualquier cambio en el marco regulatorio actual que restrinja la capacidad


Juan Martín Vico
Subdelegado

de la Emisora para comercializar la producción en el mercado no regulado a precios libres y mutuamente acordados, aumente la cuota de gas que deben estar disponible en el mercado regulado o reduzca los precios actuales del gas en el mercado regulado, podría afectar negativamente a los ingresos de la Compañía y a su capacidad para cumplir con los compromisos de suministro en el mercado no regulado. Además, debido a la estacionalidad del negocio de la Emisora, cualquier aumento material de la demanda de gas podría requerir que la ENRGE emita regulaciones para abastecer la demanda prioritaria que también podría afectar el negocio de la Emisora.

La Compañía está o podría estar sujeta a restricciones directas e indirectas a las exportaciones en virtud de la legislación argentina.

En los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado ciertas medidas que han dado lugar a restricciones a las exportaciones de petróleo y gas natural de Argentina. De acuerdo con la legislación argentina, en particular con lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas Natural y las Resoluciones N° 241-E/2017, N° 104/2018, N° 360/2021 (modificada por la Resolución N° 774/2022) y N° 175/2023 de la Secretaría de Energía de Argentina, las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y la mayoría de los derivados de hidrocarburos, actualmente requieren autorización previa de la Secretaría de Energía. Para obtener esa autorización con respecto al petróleo y el gas, debe probarse que la demanda interna de esos productos ya ha sido satisfecha o que las ofertas hechas a los compradores de esos productos fueron rechazadas.


La *Ley de Bases* y su reglamento en los Anexos I y II del Decreto N° 1057/2024 modificaron las leyes mencionadas en los párrafos anteriores para flexibilizar las condiciones de exportación y una mayor certidumbre a largo plazo para las exportaciones que no justifiquen objeciones dentro de los 30 días siguientes a la notificación. Estas nuevas condiciones aún no han sido reguladas por la Secretaría de Energía y no la Compañía no puede asegurar si el gobierno las implementará o cuándo lo hará finalmente. Tampoco podemos predecir si habrá un cambio de política que resulte en su adopción, o si se adoptarán medidas en el futuro que afecten negativamente la capacidad para exportar gas, petróleo crudo u otros productos y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora.

Con respecto al gas natural, los productores que forman parte del Plan GasAr pueden exportar ciertos volúmenes respecto a los volúmenes y precio que ofrecían, hasta diciembre de 2028. A partir de 2026, los precios en cabeza de pozo deben ser al menos los mismos en los mercados nacionales (Precios del Plan GasAr).

Con respecto al petróleo, la Resolución N° 241-E/2017 debería ser modificada con el fin de flexibilizar los requisitos para abastecer el mercado interno, permitiendo plazos de contratación más largos con clientes internacionales.

Además, el gobierno argentino ha impuesto, modificado y reintroducido derechos de exportación (*retenciones*) y otros impuestos sobre los hidrocarburos de vez en cuando bajo la legislación fiscal y de emergencia, incluida la Ley de Emergencia Pública y leyes y decretos posteriores. Dichas medidas han incluido cambios en las tasas aplicables, las bases imponibles, las exenciones y las metodologías de cálculo para el petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados, que en ocasiones han reducido sustancialmente los *netbacks* y han afectado negativamente la competitividad de la industria del petróleo y el gas. Actualmente, los derechos de exportación tienen un tope del 8% cuando los precios internacionales superan los US\$60 por barril.

A pesar de la intención de la administración actual de avanzar hacia un mercado más desregulado, incluido el mercado de exportación, la Compañía no puede predecir por cuánto tiempo permanecerán vigentes estas regulaciones sobre exportaciones, o si se implementarán


Juan Martín Vico
Subdelegado

medidas futuras que puedan afectar negativamente la capacidad de la Emisora para exportar gas, petróleo crudo u otros productos y, en consecuencia, afectar su condición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

La incertidumbre de las estimaciones de las reservas de petróleo y gas podría afectar negativamente la condición financiera de la Emisora.


Las estimaciones de reservas de petróleo y gas de la Emisora al 31 de diciembre de 2025 cubren únicamente las cuencas Golfo San Jorge, Austral y Cuyana, dado que las áreas en las cuencas Neuquina y Noroeste no son operadas por la Compañía. A su vez, la Compañía no incluye información relacionada con su única área en Venezuela, ya que no ha recibido información actualizada del operador del área. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela – La Emisora posee información actual limitada de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado” en este Suplemento de Prospecto.

Las estimaciones relativas a las reservas de la Emisora contenidas en este Suplemento de Prospecto están sujetas a incertidumbres considerables. La ingeniería de reservas de petróleo y gas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo y gas que no se pueden medir de manera exacta, y las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir materialmente de las establecidas en este documento.

Numerosas suposiciones e incertidumbres son inherentes a la estimación de cantidades de reservas de petróleo y gas probadas, probables o posibles, que incluyen, entre otras, las siguientes:

- los resultados de la perforación, las pruebas y la producción después de las fechas de las estimaciones, que podrían requerir revisiones sustanciales;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles, y la interpretación y evaluación de dichos datos;
- la evolución de la producción de los embalses;
- desarrollos como adquisiciones y ventas, nuevos descubrimientos y ampliaciones de campos existentes y aplicación de técnicas mejoradas de recuperación de petróleo;
- cambios en los precios del petróleo y el gas natural, que podrían tener un impacto en la magnitud de las reservas probadas, ya que las reservas se estiman en condiciones económicas existentes a la fecha en que se realizan dichas estimaciones (una disminución en el precio del petróleo o el gas puede hacer que las reservas ya no sean económicamente viables para la explotación, y, por lo tanto, ya no pueden considerarse como reservas probadas); y
- si las normas fiscales vigentes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales permanecerán vigentes con respecto a las existentes a la fecha en que se hicieron las estimaciones (los cambios en las reglas fiscales y otras regulaciones gubernamentales pueden hacer que las reservas ya no sean económicamente viables para la explotación).

Además, a menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas, las mismas pueden reducirse con el paso del tiempo, lo que en consecuencia conducirá a una disminución de la producción.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La mayoría de los factores, supuestos y variables involucrados en las estimaciones de reservas probadas, probables o posibles no están bajo el control de la Compañía y están sujetos a cambios con el paso del tiempo. Los supuestos utilizados en el informe de reservas, incluida la predicción de los precios del petróleo, pueden no reflejar en su totalidad las condiciones de mercado actuales. Por lo tanto, existen incertidumbres asociadas a las reservas estimadas de petróleo crudo y gas, así como a los pronósticos sobre el ritmo de la producción futura y la oportunidad y los costos de las inversiones para el desarrollo de dichas reservas. En consecuencia, las estimaciones de las reservas probadas a menudo pueden diferir de las cantidades reales de petróleo y gas extraídas, y en la medida en que sean sustancialmente más bajas que las reservas estimadas, esto podría tener un impacto significativo en los resultados de las operaciones y la posición financiera de la Compañía. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos anualmente. Cualquier revisión de sus estimaciones, incluso debido a factores fuera de su control, como precios y condiciones económicas, puede tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

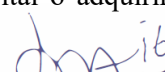
Por lo tanto, los inversores no deben depositar una confianza indebida en las estimaciones de reservas aquí referidas. Para obtener más información sobre las reservas de la Compañía, consulte “*Información de la Emisora - Resultados de Petróleo y Gas - Reservas*” en este Suplemento de Prospecto.

Si la Compañía no puede adquirir, desarrollar y explotar sus reservas, los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente.

El éxito futuro de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de su capacidad para encontrar reservas adicionales de petróleo y gas y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas. Por lo tanto, sus flujos de efectivo e ingresos dependen en gran medida del éxito en el desarrollo eficiente de sus reservas actuales, desarrolladas y algunas sin desarrollar, la celebración de nuevos acuerdos de inversión y la búsqueda o adquisición económica de reservas recuperables adicionales.

El negocio de la Compañía es intensivo en capital y es posible que no pueda explorar o desarrollar con éxito más reservas. Consulte “*Información de la Emisora - Resultados de Petróleo y Gas - Reservas*” en este Suplemento de Prospecto. A menos que la Compañía tenga éxito en la exploración y desarrollo de sus reservas de petróleo y gas o adquiera reservas adicionales, sus reservas generalmente disminuirán a medida que se produzcan petróleo y gas. Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas netas estimadas representaban una vida útil de reservas de aproximadamente 7,9 años para el petróleo y 8,1 años para el gas, o una vida útil combinada de reservas probadas netas de aproximadamente 8,0 años. El desarrollo de las reservas no desarrolladas puede llevar más tiempo y requerir niveles más altos de gastos de capital de lo que la Compañía anticipa actualmente. Los retrasos en el desarrollo de las reservas de la Compañía o los aumentos en los costos de perforación y desarrollo de dichas reservas reducirían el valor de la medida estandarizada de las reservas probadas no desarrolladas estimadas y los ingresos netos futuros estimados para dichas reservas, y pueden resultar en que algunos proyectos se vuelvan antieconómicos. Esto, a su vez, podría resultar en que las cantidades asociadas con estos proyectos antieconómicos se reclasifiquen como no reservas. La viabilidad económica de un área en particular también depende de la cantidad de tiempo restante bajo el plazo de concesión relevante y si las inversiones de capital futuras son económicamente viables dentro de dicho plazo. No puede haber garantía de que no la Emisora no experimentaría retrasos o aumentos en los costos de perforación y desarrollo de sus reservas en el futuro o que podrá identificar o desarrollar comercialmente depósitos explotables o ubicar sitios de perforación, cualquiera de los cuales podría resultar en reclasificaciones de sus reservas, lo que a su vez podría afectar negativamente su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

La Compañía no puede asegurar que sus actividades de exploración y desarrollo actuales o futuras serán exitosas, que podrá implementar su programa de gastos de capital o adquirir


Juan Martín Vico
Subdelegado


reservas adicionales, o que podrá explotar económicamente dichas reservas. Tales eventos afectarían negativamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Los riesgos operativos y económicos relacionados con la exploración y producción de petróleo y gas y el transporte de gas pueden afectar negativamente el negocio, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y el transporte de gas están sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales están fuera del control de la Compañía, como los riesgos de producción, equipo y transporte, así como los riesgos políticos y regulatorios y los peligros naturales y otras incertidumbres, incluidas las relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo o gas natural. Las operaciones de la Compañía pueden verse reducidas, retrasadas o canceladas, y sus proyectos pueden experimentar aumentos de costos y sobrecostos debido, entre otros factores, a malas condiciones climáticas; dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas; escasez, retrasos en la entrega, falta de disponibilidad o altos costos de equipo, suministros, personal y servicios de campo esenciales; cumplimiento de las leyes y regulaciones gubernamentales; litigios y otras disputas; bloqueos o embargos; incendios, explosiones, reventones, fallas en tuberías, formaciones anormalmente presionadas u otras incertidumbres ambientales o geológicas; pandemias como la COVID19; y peligros ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o descargas de gases tóxicos. Además, el costo estimado de la ejecución de proyectos puede no ser exacto y sigue dependiendo de una serie de factores, incluida la finalización de estimaciones detalladas de costos y los costos finales de ingeniería, contratación y adquisición. Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solo con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no producen suficientes ingresos netos para obtener ganancias después de la perforación, la operación y otros costos. La finalización de un pozo no asegura un retorno de la inversión o una recuperación de los costos de perforación, terminación y operación. Además, la operación por la Compañía de las plantas de recolección, compresión y tratamiento de gas, instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a dichas operaciones. Además, la Emisora opera en áreas políticamente sensibles donde la población nativa tiene intereses que de tiempo en tiempo pueden entrar en conflicto con sus objetivos de producción. La ocurrencia de tales riesgos operativos puede impedirle a la Emisora recuperar su inversión inicial y afectar negativamente su negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Las operaciones de la Compañía dependen sustancialmente de la disponibilidad de agua. Las restricciones a su capacidad para obtener agua pueden tener un efecto material adverso en su situación financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

El agua es un componente esencial de las actividades de perforación, terminación de pozos y producción de hidrocarburos. Las limitaciones o restricciones en la capacidad de la Emisora para asegurar cantidades suficientes de agua (incluidas las limitaciones resultantes de causas naturales como la sequía), podrían afectar material y negativamente sus operaciones. Las condiciones de sequía severa pueden hacer que los distritos de agua locales tomen medidas para restringir el uso de agua en su jurisdicción para la perforación y la estimulación hidráulica con el fin de proteger el suministro de agua local. Si la Emisora no puede obtener agua para usar en sus operaciones de fuentes locales, es posible que deba obtenerla de nuevas fuentes y transportarla a sitios de perforación u otras instalaciones, lo que resulta en un aumento de los costos, lo que podría tener un impacto adverso en su condición financiera y flujos de efectivo. Además, si la Compañía no pudiera obtener agua de ninguna fuente, podríamos verse obligada a detener las actividades de perforación y terminación, lo que podría tener un efecto material adverso en sus perspectivas de crecimiento, situación financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.


Juan Martín Vico
Subdelegado

El uso de datos sísmicos por la Compañía está sujeto a interpretación y es posible que no identifique con precisión la presencia de petróleo y gas natural.

La Compañía utiliza datos sísmicos para ayudar a planificar sus actividades de exploración. Sin embargo, incluso cuando se usan e interpretan correctamente, los datos sísmicos y las técnicas de visualización son herramientas que solo se utilizan para ayudar a los geocientíficos a identificar estructuras del subsuelo y eventuales indicadores de hidrocarburos, y no permiten al intérprete saber si los hidrocarburos están, de hecho, presentes en esas estructuras. Además, el uso de tecnologías sísmicas y otras tecnologías avanzadas requiere mayores gastos previos a la perforación que las estrategias de perforación tradicionales, y podríamos incurrir en pérdidas como resultado de estos gastos. Debido a las incertidumbres asociadas con el uso de datos sísmicos por la Compañía, algunas de sus actividades de perforación pueden no ser exitosas o económicamente viables, y su tasa general de éxito de perforación o su tasa de éxito de perforación para actividades en un área en particular podría disminuir, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.


La intensa competencia en la industria de exploración y producción de petróleo y gas puede afectar negativamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El negocio de exploración y producción de petróleo y gas es altamente competitivo y se espera que siga siendo competitivo en el futuro. La Compañía compite con otras empresas, incluidas las principales compañías de petróleo y gas, en Argentina y en otros lugares. Algunas de estas empresas tienen mayores recursos financieros y de otro tipo que la Emisora y, como resultado, pueden estar en una mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Además, otras fuentes de energía competitivas podrían entrar en funcionamiento en el futuro. En consecuencia, la Compañía espera que la competencia en la industria del petróleo y el gas siga siendo altamente competitiva o aumente y esto podría tener un efecto adverso en su situación financiera y en los resultados de sus operaciones.

La competencia con las empresas estatales de hidrocarburos y energía podría tener un efecto adverso en la Emisora.

En mayo de 2004, el gobierno argentino anunció la creación de ENARSA, que cambió su nombre a IEASA por un período de tiempo), una empresa estatal de hidrocarburos y energía, con el propósito de mejorar el nivel de reservas de hidrocarburos, aumentar la producción de gas, abordar los problemas de transporte y transmisión de gas y electricidad y suministrar gas y electricidad para el mercado interno a precios accesibles para los consumidores. El gobierno argentino posee el 53% de la participación accionaria de ENARSA, la cual no es transferible, la participación accionaria restante está en manos de los gobiernos provinciales. Aunque la administración actual ha anunciado sus intenciones de privatizar la empresa, ENARSA ha celebrado varios acuerdos para, entre otras actividades, realizar actividades de exploración costa afuera y participar en procesos de licitación provinciales competitivos para nuevas concesiones de petróleo y gas.

Además, en abril de 2012, el Congreso argentino aprobó la Ley N° 26.741, expropiando el 51% de las acciones de YPF propiedad de la empresa energética española, Repsol YPF. Del 51% del total de acciones a expropiar, el 51% de dichas acciones están en manos del gobierno argentino y el 49% restante está en manos de provincias argentinas productoras de petróleo. YPF es la principal empresa de energía de Argentina, cuyos predecesores han estado operando desde la década de 1920, y actualmente tiene la posición de liderazgo en el mercado en los segmentos nacionales de *upstream* y *midstream*. YPF posee y emplea recursos financieros, técnicos y de personal sustancialmente mayores que los de la Compañía y, como resultado, puede estar en una mejor posición para aprovechar futuras oportunidades comerciales. La Compañía no puede


Juan Martín Vico
Subdelegado

asegurar que la participación de YPF en los procesos de licitación de nuevas concesiones de petróleo y gas en dichos mercados no influya en las fuerzas del mercado de tal manera que pueda tener un efecto adverso en la situación financiera y resultados de operaciones de la Emisora.

La incapacidad de la Emisora para acceder a equipos e infraestructura de manera oportuna puede obstaculizar su acceso a los mercados de petróleo y gas natural y generar costos incrementales significativos o retrasos en la producción de petróleo y gas natural.

La capacidad de la Compañía para comercializar la producción de petróleo y gas natural depende en gran medida de la disponibilidad y capacidad de las instalaciones de procesamiento, petroleros, instalaciones de transporte (como oleoductos, estaciones de descarga de petróleo crudo y camiones) y otra infraestructura necesaria, que puede ser propiedad y operada por terceros o no existir. El hecho de no obtener acceso a dichas instalaciones en términos aceptables (incluidos los costos de construcción) y de manera oportuna podría dañar materialmente el negocio de la Emisora. Si el acceso a las instalaciones de transporte o procesamiento es limitado o no está disponible cuando sea necesario, la Emisora podría tener que cerrar los pozos de petróleo y gas. La incapacidad de la Emisora para obtener ingresos de los pozos durante un período prolongado de tiempo podría tener un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de operaciones. Además, el cierre de pozos puede provocar problemas mecánicos, lo que puede resultar en una disminución de la producción y un aumento de los costos de remediación, lo que a su vez podría afectar negativamente el negocio, condición financiera y resultados de operaciones.


Las actividades de petróleo y gas se han vuelto cada vez más dependientes de las tecnologías digitales para realizar operaciones, incluidas ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, por lo que estamos expuestos a ataques cibernéticos y fallas del sistema.

Las tecnologías, sistemas, redes y las de los socios comerciales de la Compañía pueden convertirse en el objetivo de ataques cibernéticos o violaciones de seguridad de la información que podrían resultar en la divulgación no autorizada, el uso indebido o la pérdida de información confidencial, u otra interrupción de las operaciones comerciales de la Compañía. Además, ciertos incidentes cibernéticos, como la vigilancia, pueden pasar desapercibidos durante un período prolongado. La Compañía depende de la tecnología digital, incluidos los sistemas de información para procesar datos financieros y operativos, analizar información sísmica y de perforación y estimaciones de reservas de petróleo y gas. No se puede garantizar que la Emisora no será objeto de ataques cibernéticos en el futuro que puedan afectar negativamente a su negocio, situación financiera y resultados de operaciones. A medida que las amenazas cibernéticas continúan evolucionando, es posible que la Compañía deba incurrir en gastos adicionales para mejorar sus medidas de protección o para remediar cualquier vulnerabilidad de seguridad de la información.

El negocio de la Emisora podría verse afectado negativamente por una disminución de las condiciones económicas generales o un debilitamiento de la industria energética en general, y la inflación puede afectar negativamente su posición financiera y resultados operativos.

Una desaceleración económica prolongada o recesión, eventos adversos relacionados con la industria energética o condiciones y factores económicos regionales, nacionales o globales, podrían afectar negativamente las operaciones de la Emisora y, por lo tanto, afectar negativamente sus resultados. Los riesgos asociados con el negocio de la Compañía son más agudos durante los períodos de desaceleración económica o recesión porque dichos períodos pueden ir acompañados de una disminución de la demanda de petróleo y gas natural, y una disminución de los precios del petróleo y el gas natural.

Las presiones de la cadena de suministro en la producción, el comercio y la logística mundiales y el aumento de la demanda pueden provocar una inflación de precios en el sector energético. Además, las condiciones macroeconómicas en Argentina pueden resultar en una


Juan Martín Vico
Subdelegado

inflación de costos para los bienes y servicios comprados en moneda local. Los factores inflacionarios, como los aumentos en los costos laborales, los costos de materiales y los costos generales, también pueden afectar negativamente la posición financiera y resultados operativos de la Compañía. Un aumento en los costos debido a la inflación podría compensar cualquier aumento de precios de los productos y servicios, lo que resultaría en un efecto adverso en los resultados operativos de la Compañía, incluido tener suficiente efectivo para cumplir con sus compromisos financieros.


La transición energética podría resultar en una reducción de la demanda del petróleo y el gas que la Emisora produce, afectar negativamente los planes a largo plazo de la Compañía y generar la oposición de ciertas partes interesadas.

La Compañía espera que las acciones de los gobiernos de todo el mundo, las ONG, sus clientes y los usuarios finales de productos de hidrocarburos refinados que abandonen el uso de hidrocarburos continúen reduciendo la demanda de hidrocarburos y sus subproductos, y afecten potencialmente los precios del petróleo y el gas, por ejemplo, si los hogares continúan cambiando a vehículos eléctricos, si el transporte público cambia a electricidad u otros combustibles renovables, si la generación de energía continúa migrando a fuentes renovables, o si el hidrógeno o las fuentes alternativas de energía verde se adoptan a gran escala. Esto podría conducir a una desaceleración en la demanda mundial de petróleo y gas, y convertirse en un factor que contribuya a provisiones adicionales para los activos de la Compañía y resulte en menores ganancias, proyectos cancelados, acceso reducido al capital y posible deterioro de ciertos activos.

Las regulaciones y regímenes que promueven los recursos energéticos alternativos, como el Régimen de Energías Renovables implementado por la Ley N° 27.191 (sus modificatorias y complementarias) que promueve un aumento del 20% para diciembre de 2025 en la participación de fuentes de energía renovables en el consumo eléctrico en Argentina, también pueden conducir a una disminución en la demanda de petróleo crudo y gas natural, o cualquiera de sus subproductos, a largo plazo. Además, una mayor regulación de los gases de efecto invernadero (“GEI”) puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía alternativas (ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – Los conflictos bélicos internacionales, las sanciones y restricciones económicas y comerciales asociadas, y la consiguiente volatilidad en los precios del petróleo y otras energías, podrían tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía” en este Suplemento de Prospecto). Cualquier efecto material adverso a largo plazo en la industria petrolera podría afectar materialmente de manera adversa los aspectos financieros y operativos del negocio de la Compañía.

Además, ciertos inversores podrían decidir desinvertir en sus inversiones en empresas de combustibles fósiles y diferentes grupos de partes interesadas podrían inclinarse a ejercer presión sobre los bancos comerciales y de inversión para que dejen de financiar a las empresas de combustibles fósiles. Según informes de prensa, algunas instituciones financieras han comenzado a limitar su exposición a proyectos de combustibles fósiles. Por lo tanto, la capacidad de la Compañía para acceder a financiamiento para proyectos futuros puede verse afectada negativamente. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de los productos y servicios que ofrece la Compañía y pueden poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de su negocio, impactando negativamente en sus resultados operativos y financieros y limitando sus oportunidades de crecimiento y su capacidad para cumplir con sus compromisos financieros.

El conflicto que involucra a Rusia y Ucrania, y las nuevas, adicionales y/o ampliadas sanciones y restricciones económicas y comerciales asociadas que han sido impuestas por diversos países, podrían tener un efecto mixto o, en última instancia, neutral en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.


Juan Martín Vico
Subdelegado


Si bien el conflicto ha contribuido a un incremento en los costos del flete internacional y a fricciones más amplias en la cadena de suministro, lo cual a su vez ha ejercido una presión al alza sobre los precios del crudo y los productos refinados, así como sobre los costos de insumos, la reconfiguración de los flujos comerciales globales derivada de las sanciones contra Rusia también ha generado dos mercados parcialmente segregados. Esta bifurcación ha contribuido a sostener los diferenciales de precios y ha apuntalado los índices de referencia internacionales, no obstante los incrementos en la oferta global agregada en los últimos años. El impacto neto de estas dinámicas contrapuestas puede variar a lo largo del tiempo y entre regiones geográficas y sectores de productos, y podría resultar neutral a mediano plazo; sin embargo, permanece sujeto a una incertidumbre significativa en cuanto a su duración, severidad y respuestas de política.

El conflicto ha tenido y puede seguir teniendo importantes efectos económicos internacionales, incluidas presiones inflacionarias, desdoblamientos de la cadena de suministro, volatilidad de los mercados financieros e impactos en los precios de las materias primas. Dichos efectos podrían exacerbar cualquier desaceleración económica mundial y podrían afectar la capacidad de ciertos clientes con exposición a los mercados ruso y/o ucraniano para cumplir con sus obligaciones de pago.

Asimismo, el conflicto ha resultado en la imposición de sanciones y restricciones económicas y comerciales dirigidas contra Rusia y ciertos sectores económicos y empresas rusas por parte de los Estados Unidos, la Unión Europea, el Reino Unido y otros países relevantes. La severidad o el alcance de dichas sanciones podría modificarse, contribuyendo a la escasez o a desafíos logísticos en relación con ciertas materias primas y productos básicos, así como a dislocaciones persistentes en los mercados de transporte marítimo y seguros, lo cual podría traducirse en mayores costos de flete e insumos en la cadena de suministro global. Al mismo tiempo, la aparición de canales comerciales paralelos ha mitigado, en diversos momentos, el impacto de las adiciones de oferta sobre los precios de referencia, proporcionando así cierto soporte a los precios realizados por los productores. El balance de estos factores podría compensarse mutuamente, pero el resultado general permanece incierto y podría cambiar de forma abrupta.

Los ingresos y la rentabilidad de la Compañía dependen en gran medida de los precios que recibe por sus ventas de petróleo y gas natural. Los precios del petróleo son particularmente sensibles a las amenazas reales y percibidas a la estabilidad política mundial y a los cambios en la producción y el suministro de países clave, incluida Rusia. El conflicto contribuyó inicialmente a incrementos y una mayor volatilidad en los precios internacionales del petróleo y el gas, con efectos mixtos para los productores, incluidos períodos de precios realizados más fuertes junto con mayores costos y desafíos operativos y de planificación impulsados por dicha volatilidad. La Compañía no puede predecir si dicha volatilidad conducirá a nuevos aumentos de precios, a una desaceleración general de la actividad económica o a precios más bajos del petróleo y el gas. Un aumento sostenido de los precios del petróleo podría acelerar la transición a fuentes de energía alternativas, lo que podría conducir a una posterior disminución de los precios a mediano y largo plazo. Por el contrario, una disminución de las tensiones o ajustes en las sanciones podría alterar los patrones comerciales y comprimir los diferenciales de precios. Además, los cambios en los precios y la demanda mundial de petróleo podrían impulsar una nueva regulación en Argentina destinada a desvincular los precios nacionales de la energía de los precios internacionales o a restringir las exportaciones relacionadas con la energía, lo que podría afectar el negocio de la Compañía. Debido a las incertidumbres inherentes a la escala, duración y respuestas políticas asociadas al conflicto, no es razonablemente posible estimar con precisión el efecto neto en la economía global y los mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Los conflictos que involucran a Israel y Hamás, y los conflictos que involucran a Estados Unidos, Israel e Irán, incrementan la volatilidad en los precios del petróleo y otras fuentes de


Juan Martín Vico
Subdelegado


energía, y podrían tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Desde octubre de 2023, Israel y Hamás se encuentran involucrados en un conflicto armado grave y en escalada, que también ha involucrado a otros países de Medio Oriente, como Irán (que ha participado en un conflicto directo con Israel). Una escalada más pronunciada de estos conflictos podría conducir a la participación de otros países alrededor del mundo. Si bien el conflicto ha incrementado la volatilidad en los precios del petróleo crudo y otras fuentes de energía, con una reciente tendencia al alza de los índices de referencia del crudo, la guerra también podría tener un impacto negativo importante en los precios del petróleo y el crecimiento mundial, así como otras consecuencias económicas adversas, incluidas, entre otras, una mayor volatilidad de los precios de la energía, una disminución grave de la liquidez y la disponibilidad de crédito, una disminución de la confianza de los consumidores, escasez de ciertas materias primas y productos, una disminución del crecimiento económico, un aumento de las tasas de inflación e incertidumbre sobre la estabilidad económica y política.

Los mercados globales y las cadenas de suministro se han visto, y podrían continuar viéndose, adversamente afectados por el conflicto en curso tras el ataque de Hamás el 7 de octubre de 2023 y la subsiguiente respuesta militar de Israel. Tras un acuerdo inicial en enero de 2025, el 9 de octubre de 2025 Israel y Hamás celebraron un acuerdo de cese el fuego renovado que contempla el fin permanente de la guerra. Sin embargo, no existen garantías de que dicho acuerdo se mantenga vigente. La situación de seguridad permanece fluida, y cualquier reanudación de acciones militares, restricciones o medidas impuestas por los gobiernos podría afectar adversamente las operaciones, las cadenas de suministro y la situación financiera de la Compañía.

El 28 de febrero de 2026, los Estados Unidos e Israel lanzaron una operación militar conjunta contra Irán dirigida contra el liderazgo del país, sus instalaciones nucleares, sitios de misiles y fuerzas de seguridad, que resultó en la muerte del Líder Supremo, el Ayatolá Alí Jamenei, y otros altos funcionarios iraníes. En represalia, Irán lanzó cientos de misiles balísticos y drones contra Israel, los Emiratos Árabes Unidos, Qatar y bases militares estadounidenses en la región. Se estima asimismo que Irán ejerce una influencia significativa sobre grupos extremistas en la región, incluidos Hamás, Hezbolá y los hutíes. Las tensiones geopolíticas en curso, incluido el potencial de una escalada militar y un conflicto regional más amplio, podrían afectar adversamente las condiciones económicas y generar incertidumbre que podría impactar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Compañía. Asimismo, el cierre virtual del tránsito marítimo a través del Estrecho de Ormuz ha generado preocupaciones respecto de interrupciones más amplias en el suministro energético global, lo cual podría a su vez contribuir a una inflación elevada y a un crecimiento económico más lento en las principales economías. A modo de ejemplo, el 8 de marzo de 2026, los precios del petróleo registraron un fuerte incremento como consecuencia de la guerra, alcanzando los US\$119,50 por barril, siendo la primera vez en cuatro años en que los precios superaron los US\$100 por barril. El precio retrocedió a un nivel apenas inferior a los US\$100 por barril ese mismo día. Sin embargo, considerando la importancia de la región para el suministro mundial de petróleo, un conflicto prolongado podría incrementar materialmente los precios del petróleo.

Adicionalmente a los conflictos en curso en Medio Oriente, el 3 de enero de 2026, las fuerzas militares de los Estados Unidos llevaron a cabo una operación de gran escala en Venezuela conocida como "Operación Resolución Absoluta", que resultó en la captura del presidente venezolano Nicolás Maduro y su esposa, Cilia Flores, en Caracas y su posterior traslado a los Estados Unidos para enfrentar cargos federales. La intervención ha generado fuertes reacciones internacionales y ha puesto de manifiesto el potencial de cambios abruptos en la dinámica política de la región, lo cual podría influir en la percepción de riesgo por parte de los inversores y en la volatilidad de los mercados emergentes, incluida Argentina.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía no puede predecir el avance, el desenlace o las consecuencias de los conflictos en Ucrania o Israel, ni sus impactos más amplios en Ucrania, Rusia, Bielorrusia, Europa, los Estados Unidos, Medio Oriente, Irán o Venezuela. La duración y los efectos de los conflictos bélicos son altamente impredecibles y podrían dar lugar a perturbaciones significativas del mercado y de otra naturaleza, incluida una volatilidad significativa en los precios de las materias primas, fluctuaciones en el suministro de recursos energéticos, inestabilidad en los mercados financieros, disrupciones en la cadena de suministro, inestabilidad política y social, disputas comerciales, cambios en las preferencias de los consumidores o compradores, así como un incremento en los ciberataques y el espionaje. Aunque la duración y los efectos de los conflictos en curso son impredecibles, estos conflictos han creado y podrían dar lugar a nuevas perturbaciones del mercado, incluida una volatilidad significativa de los precios de los productos básicos, el crédito y los mercados de capital. Debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos conflictos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que dichos conflictos tendrán en la economía global o en la economía argentina y, en consecuencia, en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Si la Compañía no logra cumplir con el ritmo y el alcance de las demandas cambiantes de la sociedad o sus propios objetivos de energía con menos carbono a medida que se desarrolla la transición energética, podría enfrentar costos reputacionales o no mantener y desarrollar su negocio.


El ritmo y el alcance de la transición energética podrían representar un riesgo para la Compañía si su progreso hacia la descarbonización avanza a una velocidad diferente a la de sus competidores y la economía en general, o si no cumple con sus objetivos de energía con menos carbono. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, estamos trabajando en la preparación del inventario de fuentes y el cálculo de la línea base de las emisiones de gases de efecto invernadero. Con base en los resultados, la Compañía desarrollará un plan de mitigación de emisiones. Si la Compañía es más lenta que sus competidores o la economía en general, ya sea porque no invertimos suficientes fondos o invertimos en tecnologías que no logran reducir su huella de carbono, su reputación puede verse afectada y los clientes pueden preferir un proveedor diferente que afectaría negativamente la demanda de sus productos, incluido el valor de mercado de su superficie de petróleo y los recursos asociados que espera desarrollar en el futuro. El hecho de que la Compañía no parametrize la transición de su producción para abordar las preocupaciones relacionadas con el cambio climático podría tener un efecto material adverso en las ganancias, flujos de efectivo y situación financiera de la Compañía.

Riesgos relacionados con la Compañía

Este Suplemento de Prospecto no incluye información financiera o de producción histórica para el área Aguada del Chañar previo al 1° de abril de 2025.

El 1° de abril de 2025, a través de la firma de un acuerdo de farm-in con YPF, la Compañía completó la adquisición de una participación del 49% en la concesión de explotación sobre el área Aguada del Chañar, que es operado por YPF y ubicado en la cuenca Neuquina. La Compañía tiene información operativa y de gestión limitada sobre la cuenca tras la adquisición del área Aguada del Chañar.

Dado que la adquisición de la participación en el área Aguada del Chañar se completó el 1° de abril de 2025, este Suplemento de Prospecto no incluye información de producción o reservas relacionada con dicho activo posteriores a la fecha de adquisición. El cierre de la adquisición no estuvo sujeto a la aprobación de la CNDC ni del Poder Ejecutivo de la provincia de Neuquén en virtud del artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 95 de la Ley Provincial de Neuquén, respectivamente. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la CNDC ha autorizado la transacción mediante la Disposición DISFC-2025-73-APN-CNDC#MEC. Ver


Juan Martín Vico
Subdelegado

“Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – Cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar” en este Suplemento de Prospecto.

Como resultado, los potenciales inversores deben tomar sus decisiones de inversión en las Obligaciones Negociables sin el beneficio de información financiera histórica o *pro forma* que permita la comparabilidad.

Si la Compañía no puede administrar de manera efectiva su crecimiento, su negocio y los resultados de las operaciones podrían verse afectados negativamente.


La Compañía no puede asegurar que se desarrollarán o implementarán todos los procesos y controles necesarios para garantizar la gestión adecuada del área Aguada del Chañar, o que se contratará al personal necesario o apropiado para administrar de manera efectiva dichos procesos o el crecimiento y los activos de la Compañía, y la falta de implementación de dichos procesos o la contratación de dicho personal podría dañar el negocio y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El crecimiento continuo, ya sea orgánico o inorgánico, crea demandas significativas en la infraestructura administrativa y operativa y financiera de la Compañía. A medida que la Compañía continúe creciendo, la Compañía estará sujeta a los riesgos de sobrecontratación, sobrecompensación de sus empleados y sobre-expansión de su infraestructura operativa, así como a los desafíos de adaptar adecuada y efectivamente su estructura operativa, procesos y controles internos. Además, los gastos de la Compañía pueden crecer más rápido que los ingresos y los gastos pueden ser más altos de lo que la Compañía ha estimado. La gestión del crecimiento de la empresa requerirá gastos significativos y la asignación de recursos de gestión de valor. Si la Compañía no es capaz de alcanzar el nivel necesario de eficiencia en su organización a medida que crece, sus resultados comerciales y operativos podrían verse afectados negativamente.

Las concesiones y permisos de la Compañía para la exploración y producción de petróleo y gas pueden terminarse o no extenderse, lo que podría tener un efecto adverso en su condición financiera y resultados de operaciones.

Los términos de las concesiones y permisos bajo los cuales operan los negocios de la Compañía requieren que el operador cumpla con requisitos específicos y mantenga estándares mínimos de calidad y servicio, así como que realice ciertas inversiones mínimas. El incumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras acciones gubernamentales. Además, en ciertos casos, las concesiones o permisos de la Compañía podrían ser terminados o revocados. La Compañía considera que en el pasado ha cumplido, y actualmente cumple, en todos los aspectos materiales, con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos. Sin embargo, la Compañía no puede asegurar que podrá cumplir plenamente con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos en el futuro.

La Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27.007 y la *Ley de Bases*, establece que las concesiones de petróleo y gas permanecerán vigentes durante 25 años a partir de la fecha de su adjudicación, 35 años para las concesiones no convencionales y 30 años para las concesiones costa afuera. La *Ley de Bases* eliminó la posibilidad de que las nuevas concesiones de explotación otorgadas después de la vigencia de dicha Ley de Bases soliciten prórrogas de diez años y estableció que las concesiones deben someterse obligatoriamente a un nuevo proceso de licitación que debe iniciarse al menos un año antes del vencimiento de la concesión y en el que el concesionario titular compite con terceros por una nueva concesión de explotación en los términos del artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos. Este proceso implica un nuevo proceso de licitación sin otorgar preferencia al concesionario existente más que el derecho de compensación con respecto a los pozos productivos y las inversiones no recuperadas realizadas durante la explotación del área. Las concesiones de explotación y transporte otorgadas con anterioridad a la promulgación de la *Ley de Bases* continuarán rigiéndose por el marco legal vigente al momento


Juan Martín Vico
Subdelegado

de su aprobación hasta su vencimiento. El Decreto Reglamentario 1057/2024 aclaró que las concesiones otorgadas antes de la promulgación de la *Ley de Bases* podrán continuar prorrogándose en los términos previstos por la ley vigente al momento de otorgar dichas concesiones.

La Compañía no puede asegurar que sus concesiones y permisos se renovarán al vencimiento, como resultado de la revisión por parte de las autoridades pertinentes de los planes de inversión presentados para tales fines, o que no se impondrán requisitos adicionales para obtener o extender dichas concesiones o permisos.

Las prórrogas de concesiones de explotación otorgadas antes de la *Ley de Bases* o de permisos de exploración probablemente aumentarán los costos de la Emisora, como es el caso del acuerdo con el Instituto de Energía de la provincia de Santa Cruz, bajo el cual se estableció un pago de regalías del 16%. En la práctica, los derechos que se pagan por la renovación o prórroga de concesiones o permisos se negocian a menudo caso por caso. La renovación o extensión de concesiones o permisos también es probable que resulte en la imposición de obligaciones adicionales para la Compañía, como mayores compromisos de inversiones mínimas, que también pueden estar sujetos a negociación con las provincias pertinentes caso por caso. Ver “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas - El negocio de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende del mantenimiento de sus licencias, que se encuentra sujeta a revocación bajo determinadas circunstancias*” en este Suplemento de Prospecto.


En particular, la concesión de explotación de la Emisora sobre el área Cajón de los Caballos en la cuenca Cuyana, en la cual posee una participación del 25%, vence en mayo de 2026, y a la fecha de este Suplemento de Prospecto, la extensión solicitada al Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza no ha sido otorgada. Véase “*Información de la Emisora – Áreas de producción y explotación de la Emisora – Cuenca de Cuyana*”.

Una mayoría sustancial de las concesiones y permisos de la Compañía han sido renovados u otorgados y tienen, como mínimo, entre dos y seis años de validez antes de su vencimiento.

Las operaciones de la Compañía en ciertas áreas dependen del rendimiento y del cumplimiento de los socios de la Compañía en las uniones transitorias de empresa.

Las actividades de exploración y producción de la Compañía en determinadas áreas se llevan a cabo con socios en el marco de empresas conjuntas temporales. Por ejemplo, en el área de Cajón de los Caballos, la Compañía posee el 25% de los derechos de concesión, en Paso Fuhr, posee el 50% del permiso de exploración, en Aguada del Chañar la Compañía tiene el 49% de los derechos de concesión, y en las áreas *offshore* 105 y 106 posee el 25% de los derechos del permiso de exploración, con el resto de cada área en manos de sus socios. La continuación de las operaciones de la Compañía en áreas donde comparte la propiedad de las concesiones o no es el concesionario depende del cumplimiento por parte de sus socios, como concesionarios, de los términos y condiciones de dichas concesiones. La Compañía no puede garantizar que sus socios en *joint ventures*, como concesionarios, cumplan con todos los términos y condiciones de las concesiones en las que participa. La Compañía no puede garantizar que sus socios de empresas conjuntas, como concesionarios, cumplan con todos los términos y condiciones de las concesiones en las que la Compañía participa.

La incapacidad de la Compañía para cobrar, de manera oportuna o en absoluto, los importes bajo sus acuerdos con ENARSA y CAMMESA, o en virtud de los programas de estímulo y subsidios del gobierno argentino, podría tener un efecto material adverso en su liquidez y resultados de operaciones.


Juan Martín Vico
Subdelegado

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la Compañía ha celebrado acuerdos de suministro con (i) CAMMESA para el suministro de gas natural para generadores de electricidad; (ii) ENARSA y (iii) empresas distribuidoras para el suministro de gas natural para usuarios residenciales. Al 31 de diciembre de 2025, estos contratos representaban 17%, 3% y 1% de los ingresos totales, respectivamente. En virtud de los acuerdos con las empresas distribuidoras, la Compañía recibe el precio que paga el usuario final mientras la diferencia está cubierta por subsidios (ver “*Información Financiera - Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Emisora – Precio del Gas y Subsidios*” en el Suplemento de Prospecto). Al 31 de diciembre de 2025, los subsidios representaban 1% de los ingresos.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la Compañía ha experimentado retrasos significativos en los pagos de ENARSA, particularmente en el año 2025, ha estado demorando aproximadamente de 30 a 60 días en cancelar las facturas una vez vencidas y ha rechazado los intereses calculados por la Compañía en virtud de lo previsto en el contrato de suministro. Esta situación ha llevado a dos reclamos arbitrales presentados contra ENARSA por falta de pago bajo el Plan GasAr por las entregas del período 2021 - 2023 y 2024; el caso de 2022 - 2023 resultó en un laudo en favor de la Compañía con todos los argumentos rechazados, el procedimiento cerrado y el pago ya ejecutado en el año. En el caso de 2024 se ha completado la fase probatoria, y la Compañía se encuentra a la espera de la convocatoria del tribunal para los argumentos finales y espera un laudo dentro de los próximos tres meses. Ver "*Información de la Emisora - Procedimientos Legales CGC v. Energía Argentina S.A. (Plan GasAr)*".

La Compañía no puede asegurar que el gobierno argentino podrá cumplir oportunamente con sus compromisos en el marco de los programas de subsidios.


Cualquier falla o retraso en el pago por parte de CAMMESA o si ENARSA continúa con retrasos significativos en los pagos, podría causar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y resultados de la Compañía. Además, cualquier cambio en el marco regulatorio actual que restablezca subsidios significativos podría aumentar el riesgo de cobro del gobierno argentino. Si bien la política de la administración actual tiene como objetivo mantener los precios en los niveles de mercado o cerca de ellos, la Compañía no puede asegurar que el marco regulatorio actual permanecerá vigente.

La Compañía obtiene una parte significativa de sus ingresos de un número limitado de clientes, y la pérdida del negocio de un cliente significativo podría tener un efecto material adverso en sus resultados de operaciones.

La Compañía tiene una concentración significativa de clientes, de modo que las dificultades económicas o los cambios en las políticas o patrones de compra de sus clientes podrían tener un impacto significativo en su condición financiera y resultados de operaciones. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el 62% de las ventas de petróleo crudo fueron a Raizen Argentina S.A.U, que representa el 43% de los ingresos, y el 25% fueron a YPF, que representa el 17% de los ingresos.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía vendió aproximadamente 69% de su producción de volumen de gas natural en el mercado regulado y 31% en el mercado desregulado. Con respecto a las ventas (excluyendo subsidios) en el mercado desregulado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, 14% del volumen total de gas natural se vendió a Aluar Aluminio Argentino SAIC, lo que representa 5% de los ingresos. La volatilidad en las ventas de gas en el mercado regulado frente al desregulado se debe a los efectos estacionales.

La concentración del negocio de la Compañía con un número relativamente pequeño de clientes puede exponernos a un efecto adverso material si uno o más de sus clientes significativos redujeran, suspendieran o cancelaran significativamente las compras que realizan por cualquier


Juan Martín Vico
Subdelegado

motivo. Además, los clientes importantes en el mercado del petróleo y el gas desregulado podrían tener un poder de negociación significativo para forzar reducciones significativas de precios por debajo de los precios del mercado. Además, un retraso en el pago o la falta de pago por parte de un cliente significativo podría afectar material y negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

El negocio de la Compañía requiere gastos de capital sustanciales.

El negocio de la Compañía es intensivo en capital. Específicamente, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos, la producción, el procesamiento y el mantenimiento de maquinaria y equipo requieren gastos de capital sustanciales. La Compañía debe seguir invirtiendo capital para mantener o aumentar la cantidad de reservas de hidrocarburos que produce, como también para cumplir con los compromisos de inversión establecidos en los términos y condiciones de las concesiones y permisos de exploración. Sin embargo, la capacidad de la Compañía para financiar sus gastos de capital es limitada. La Compañía no puede asegurar que puede generar suficiente flujo de caja, o que tendrá acceso a alternativas de financiamiento para continuar sus actividades de exploración, desarrollo y producción en o por encima de los niveles actuales. Si la Compañía no puede cumplir con su programa de gastos de capital en sus áreas, su situación financiera y los resultados de sus operaciones podría verse afectado.


El desempeño de la Compañía depende en gran medida de la contratación y retención de personal clave.

El desempeño actual y futuro y la operación del negocio de la Compañía depende de las contribuciones de sus gerentes *senior* de geología, geociencia y operaciones, y su equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. Depende de la capacidad de la Compañía para atraer, capacitar, motivar y retener al personal técnico y de gestión clave con las habilidades y la experiencia necesarias. No hay garantía de que la Compañía tendrá éxito en retener y atraer personal clave y el reemplazo de cualquier personal clave podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de reclutar reemplazos adecuados o personal adicional podría tener un efecto material adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía confía en proveedores, vendedores y proveedores de servicios externos clave para que le proporcionen piezas, componentes, servicios y recursos críticos que necesita para operar su negocio.

Las empresas que operan en la industria energética, específicamente en el sector del petróleo y el gas, suelen depender de varios proveedores, vendedores y proveedores de servicios externos clave para que les proporcionen piezas, componentes, servicios y recursos críticos necesarios para operar y expandir su negocio. Si estos proveedores, vendedores y proveedores de servicios clave no entregan, o se retrasan en la entrega, equipos, servicios o recursos críticos, es posible que la Compañía no pueda cumplir con sus objetivos operativos en el plazo esperado, lo que podría tener un efecto adverso en su negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

Las operaciones de la Emisora en la industria podrían ser susceptibles a los riesgos de rendimiento, calidad del producto y condiciones financieras de sus proveedores, vendedores y proveedores de servicios clave. Por ejemplo, su capacidad para proporcionar de manera adecuada y oportuna piezas, componentes, servicios y recursos críticos para las operaciones de la Emisora puede verse afectada si enfrentan limitaciones financieras o tiempos de estrés financiero general y recesión económica. No puede haber garantía de que no habrá interrupciones en el suministro en el futuro o que la Compañía podrá reemplazar oportunamente a dichos proveedores o proveedores de servicios que no puedan satisfacer sus necesidades, lo que podría afectar


Juan Martín Vico
Subdelegado

negativamente una ejecución exitosa de sus operaciones y, en consecuencia, su negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas.


La relación de la Compañía con las autoridades federales y provinciales, en particular con la provincia de Santa Cruz, es importante para su negocio.

Debido a la naturaleza de sus negocios, la Compañía tiene una amplia relación con las autoridades federales y provinciales en los lugares donde lleva a cabo sus negocios, particularmente con la provincia de Santa Cruz, donde realiza la mayoría sustancial de sus operaciones. Estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar negativamente el negocio de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar las solicitudes de extensión de plazo actuales o futuras, o tratar de imponer tarifas iniciales inesperada o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas al negociar las concesiones o renovaciones de permisos o de otra manera.

El plan de negocios de la Compañía incluye futuras actividades de perforación para obtener petróleo y gas no convencionales y si no puede adquirir y utilizar correctamente las nuevas tecnologías necesarias, su negocio puede verse afectado negativamente.

La Compañía ha identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas de petróleo y gas no convencionales, como petróleo y gas en la cuenca Austral y Neuquina. Estas ubicaciones y prospectos de perforación representan una parte importante de los planes de perforación para el futuro. La capacidad de la Compañía para perforar y desarrollar estas ubicaciones depende de varios factores, incluidas las condiciones estacionales, las aprobaciones regulatorias, las negociaciones de acuerdos con terceros, los precios de las materias primas, los costos, la disponibilidad de equipos, servicios y personal, y los resultados de la perforación. Además, las ubicaciones de perforación potenciales identificadas por la Compañía se encuentran en varias etapas de evaluación, que van desde ubicaciones que están listas para perforar hasta ubicaciones que requerirán un análisis adicional sustancial. La Compañía no puede predecir antes de la perforación y las pruebas si un lugar de perforación en particular producirá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para recuperar los costos de perforación o terminación o para ser económicamente viable. El uso de tecnologías y el estudio de los campos productores en la misma área no le permitirá a la Compañía conocer de manera concluyente antes de la perforación si habrá petróleo o gas natural o, si está presente, si el petróleo o el gas natural estarán presentes en cantidades suficientes para ser económicamente viables. Incluso si existen cantidades suficientes de petróleo o gas natural, la formación de hidrocarburos potencialmente productiva puede dañarse o experimentar dificultades mecánicas durante la perforación o finalización del pozo, lo que posiblemente resulte en una reducción en la producción del pozo o el abandono del pozo. Si la Compañía perforara pozos adicionales que identifica como pozos secos en las ubicaciones de perforación actuales y futuras, la tasa de éxito de perforación puede disminuir y dañar materialmente el negocio. Además, las tasas de producción iniciales informadas por la Compañía u otros operadores pueden no ser indicativas de tasas de producción futuras o a largo plazo. Además, la perforación y explotación de dichas reservas de petróleo y gas depende de la capacidad de la Compañía para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal u otros medios de apoyo para la extracción, y de obtener financiamiento y socios para desarrollar tales actividades. Debido a estas incertidumbres, no puede ofrecerse ninguna garantía en cuanto a la sostenibilidad de estas actividades de perforación, de que dichas actividades de perforación eventualmente resultarán en reservas probadas o de que la Compañía podrá cumplir con sus expectativas de éxito, lo que podría afectar negativamente los niveles de producción, condición financiera y resultados de operaciones.

Los resultados de los programas de desarrollo de la Compañía planificados en áreas y formaciones de desarrollo nuevas o emergentes pueden estar sujetos a más incertidumbres que


Juan Martín Vico
Subdelegado

los programas en áreas y formaciones más establecidas, y pueden no cumplir con las expectativas de reservas o producción.

Los resultados de los esfuerzos de perforación horizontal en áreas y formaciones emergentes en la cuenca Austral son generalmente más inciertos que los resultados de perforación en áreas más desarrolladas y con una producción más establecida. Debido a que las áreas emergentes y las formaciones objetivo asociadas tienen un historial de producción limitado o nulo, la Compañía puede confiar menos en los resultados de perforación anteriores en esas áreas como base para predecir los resultados de perforación futuros. Además, los pozos horizontales perforados en formaciones de esquisto, a diferencia de los pozos verticales, utilizan pozos multilaterales y laterales apilados, cuyos requisitos podrían afectar negativamente la capacidad para maximizar la eficiencia de los pozos horizontales relacionados con el drenaje de los reservorios a lo largo del tiempo. Además, el acceso a sistemas de recolección adecuados o capacidad de extracción de tuberías y la disponibilidad de plataformas de perforación y otros servicios pueden ser más desafiantes en áreas nuevas o emergentes. Si los resultados de perforación son menores de lo previsto o la Compañía no puede ejecutar su programa de perforación debido a restricciones de capital, acceso a sistemas de recolección y capacidad de extracción o de otro tipo, y/o los precios del gas natural y el petróleo disminuyen, la inversión de la Compañía en estas áreas puede no ser tan económica como lo anticipado, podría incurrir en amortizaciones materiales de propiedades no evaluadas y el valor de su superficie no desarrollada podría disminuir en el futuro.

Parte de la estrategia de la Compañía implica el uso de algunas de las últimas técnicas de perforación y terminación horizontal disponibles, que implican riesgos e incertidumbres en su aplicación.


Las operaciones de la Compañía implican la utilización de algunas de las últimas técnicas de perforación y terminación desarrolladas por la Emisora y sus proveedores de servicios. Los riesgos que enfrenta la Compañía al perforar pozos horizontales incluyen, entre otros, los siguientes:

- aterrizar el pozo en la zona de perforación deseada;
- permanecer en la zona de perforación deseada mientras perfora horizontalmente a través de la formación;
- revestimiento corrido a lo largo de todo el pozo; y
- ser capaz de hacer funcionar herramientas y otros equipos de manera consistente a través del pozo horizontal.

Los riesgos que la Compañía enfrenta al completar pozos incluyen, entre otros, los siguientes:

- la capacidad de fracturar estimula el número planificado de etapas;
- la capacidad de ejecutar herramientas a lo largo de todo el pozo durante las operaciones de terminación; y
- la capacidad de limpiar con éxito el pozo después de completar la etapa final de estimulación de fracturas.

La Compañía puede sufrir retrasos, costos incrementales o pérdidas debido a disputas con los propietarios de tierras y las comunidades locales donde se encuentran sus reservas.


Juan Martín Vico
Subdelegado

El acceso a los sitios donde la Compañía opera requiere acuerdos (que incluyen, por ejemplo, servidumbres, derechos de paso y autorizaciones de acceso) con propietarios de tierras, ocupantes ilegales y/o comunidades locales. Si la Compañía no puede negociar acuerdos con propietarios y/u ocupantes ilegales, puede requerir acciones judiciales para obtener acceso a los sitios de sus operaciones, lo que puede afectar la producción de petróleo y gas, así como generar retrasos en el progreso de las operaciones en dichos sitios y resultar en costos o pérdidas adicionales.

No puede haber garantía de que las disputas con los propietarios de tierras, ocupantes ilegales y comunidades locales no afectarán la producción o retrasará las operaciones de la Compañía o que cualquier acuerdo que se alcance con dichos propietarios, ocupantes ilegales y/o comunidades locales en el futuro no requerirá que incurra en costos adicionales, lo que afectará materialmente de manera adversa el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones. Las comunidades locales también pueden protestar o tomar medidas que restrinjan o hagan que su gobierno electo restrinja el acceso a los sitios donde la Compañía opera, lo que puede tener un efecto material adverso en sus operaciones en dichos sitios, el negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

La Compañía ha sido y podría ser objeto de la acción sindical organizada.


Las operaciones de la Compañía son intensivas en mano de obra y requieren un número significativo de trabajadores. Los sectores en los que la Compañía opera están en gran parte sindicalizados. Al 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 36% de los empleados de la Compañía estaban afiliados al *Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral*, un sindicato ubicado en la cuenca Austral. La Compañía ha experimentado interrupciones y paros laborales organizados en el pasado, con frecuencia debido a huelgas de empleados de contratistas de la Compañía. No puede asegurarse que la Compañía no experimentará tales interrupciones o paros laborales en el futuro, y cualquier acción de este tipo podría tener un efecto adverso en su condición financiera y resultados de operaciones. Además, la Compañía no cuenta con cobertura de seguro para interrupciones comerciales causadas por acciones laborales. Las huelgas, los piquetes u otros tipos de conflicto con el personal sindicalizado podrían reducir las operaciones y resultar en costos más altos, lo que tendría un efecto adverso en la condición financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

La Compañía puede ser responsable de reclamos o deudas laborales y de seguridad social en relación con la subcontratación de servicios prestados por contratistas externo.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tenía 558 empleados en Argentina. Además, 3.014 personas son empleadas por contratistas externos que prestan servicios para la Compañía. Según la legislación argentina, se permite la subcontratación de servicios prestados por terceros contratistas. En determinadas circunstancias, los tribunales argentinos han sostenido que el contratista y la empresa para la que se prestan los servicios son solidariamente responsables de cualquier reclamación o responsabilidad laboral y de seguridad social. No puede asegurarse que cualquier procedimiento iniciado por los empleados de los contratistas de la Compañía se resolverá a su favor y que no será responsables de ningún reclamo o responsabilidad laboral o de seguridad social.

La Compañía puede incurrir en costos y responsabilidades significativos relacionados con asuntos ambientales, de salud y seguridad.

Las operaciones de la Compañía, al igual que las de otras empresas de la industria argentina de petróleo y gas, están sujetas a una amplia gama de leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Estas leyes y regulaciones tienen un impacto sustancial en las operaciones de la Compañía y podrían resultar en efectos materiales adversos en su negocio, situación financiera y resultados de operaciones.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Las regulaciones ambientales, de salud y seguridad y la jurisprudencia en Argentina se están desarrollando a un ritmo rápido y no se puede garantizar que tales desarrollos no aumenten el costo de hacer negocios, responsabilidades, operaciones de perforación programadas y explotación de reservas no convencionales de petróleo y gas. Además, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando la adopción de, nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de GEI, como impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia o la adopción de regímenes de *cap-and-trade*. Si se adoptan en Argentina, estos requisitos podrían encarecer los productos de la Compañía, así como cambiar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas en carbono, como las energías renovables.

Argentina ha adoptado regulaciones que requerirán que las operaciones de la Compañía cumplan con estándares ambientales más estrictos y las autoridades locales, provinciales y federales se están moviendo hacia una aplicación más estricta de las leyes existentes, lo que puede aumentar el costo de negocios o afectar las operaciones en cualquier área. No podemos asegurarse que la Compañía no incurrirá en costos adicionales relacionados con la ley y las regulaciones ambientales en el futuro. En la medida en que incurra en costos para cumplir con dichas leyes y regulaciones ambientales que excedan los gastos históricos en estos artículos, o el cumplimiento requiera que cerremos la producción, podría haber un efecto adverso en la condición financiera y resultados de operaciones.

La Compañía está sujeta a las leyes y regulaciones ambientales. El incumplimiento de estas leyes y regulaciones puede resultar en la imposición de sanciones significativas o en la incurrencia en responsabilidades extensas.


La Compañía está sujeta a leyes y regulaciones ambientales en relación con sus operaciones, cuyo incumplimiento puede resultar en la imposición de sanciones significativas o en la incurrencia de responsabilidades extensas. Es posible que la Compañía no pueda cumplir en todo momento con dichas leyes y regulaciones ambientales. Según la ley argentina, la Compañía está obligados a obtener, antes de la perforación, declaraciones de impacto ambiental para cada pozo que planea perforar.

El incumplimiento de la normativa ambiental aplicable podría someter a la Compañía a sanciones significativas que incluyen: (i) multas que van desde \$1.000 a \$2 millones; (ii) suspensión o terminación total o parcial de las concesiones de la Compañía en estas áreas; (iii) cierre total o parcial del pozo relevante; (iv) la rehabilitación del medio ambiente afectado; y (v) retención, incautación o destrucción de bienes utilizados para causar daños o poner en peligro el medio ambiente.

Adicionalmente, en virtud del acuerdo alcanzado con la provincia de Santa Cruz para la extensión del plazo de las concesiones, la Compañía se comprometió a remediar y tratar las lagunas ubicadas dentro de las áreas cubiertas por las concesiones que han sido categorizadas como de impacto medio o alto de acuerdo a la clasificación en el inventario elaborado para los efectos del acuerdo, independientemente de si eran o no responsabilidad de la Compañía. El incumplimiento de esta obligación de subsanación podría someter a la Compañía a las sanciones descritas en el párrafo anterior.

La legislación o normativa sobre el cambio climático que restringe las emisiones de GEI y los marcos legales que promueven un aumento de la participación de las energías procedentes de fuentes renovables podrían dar lugar a un aumento de los costos operativos y a una reducción de la demanda del petróleo y el gas natural que la Compañía produce.

Debido a las preocupaciones sobre el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando adoptar, nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como impuestos al carbono, estándares de eficiencia más estrictos


Juan Martín Vico
Subdelegado

o la adopción de esquemas de comercio de emisiones. Las regulaciones ambientales más estrictas pueden resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de requisitos de las agencias ambientales relacionados con iniciativas de mitigación, costos de cumplimiento y restricciones operativas, y/o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de impuestos sobre las emisiones de GEI y la creación de mercados de límites máximos y comercio para las emisiones de GEI que tienen el potencial de aumentar los costos operativos.


Los reguladores pueden tratar de limitar ciertos proyectos de petróleo y gas o dificultar la obtención de los permisos necesarios para la exploración y explotación de hidrocarburos. En esta línea, los reguladores podrán emitir regulaciones para medir las emisiones de GEI de los proyectos de petróleo y gas, así como establecer requisitos a las empresas para implementar planes de mitigación o reducción de emisiones de GEI.

El cumplimiento de los cambios legales y regulatorios relacionados con el cambio climático establecidos por el gobierno argentino, incluidos los resultantes de la implementación de tratados internacionales, puede aumentar en el futuro los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, instalar nuevos controles de emisiones en las instalaciones y gestionar y administrar cualquier programa de emisiones de GEI. La generación de ingresos y las oportunidades de crecimiento estratégico también pueden verse afectadas negativamente, lo que a su vez podría conducir a una menor cantidad de efectivo disponible para pagar la deuda financiera de la Emisora. Además, las leyes ambientales que puedan implementarse en el futuro podrían aumentar los riesgos de litigio y tener un efecto material adverso en nosotros. Por ejemplo, en 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.520 sobre Normas Mínimas de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, que se centró en implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que pudieran establecer responsabilidades por las emisiones de gases y prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático. Como consecuencia de estas normas, varias provincias emitieron sus propias legislaciones sobre cambio climático basadas en los estándares mínimos contemplados por la Ley N° 27.520. En este sentido, algunas provincias como Neuquén, Mendoza, Chubut y Río Negro iniciaron programas para medir las emisiones de GEI del sector de petróleo y gas y establecer una línea base que, en una etapa posterior, se utilizará para determinar el tipo de plan de mitigación o reducción que podría solicitarse a las empresas. Si se adoptaran requisitos adicionales en Argentina y, en particular, en las provincias donde el negocio *upstream* se lleva a cabo sustancialmente (es decir, Satanás Cruz), estos requisitos podrían aumentar los costos de litigio y afectar negativamente los resultados operativos de la Compañía.

La Compañía no puede predecir el impacto general que la promulgación de nuevas leyes o regulaciones ambientales podría tener en sus resultados financieros, resultados operativos, flujos de efectivo y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Las operaciones de la Compañía pueden presentar riesgos para el medio ambiente.

Algunas de las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos ambientales que podrían materializarse inesperadamente y podrían tener un impacto material adverso en su condición financiera y resultados de operaciones. Estos incluyen el riesgo de fugas o derrames de hidrocarburos, contaminación del suelo o fuentes de agua, incendios y explosiones, daños a la infraestructura o a la población en general. Además, la ocurrencia de cualquiera de estos riesgos podría dar lugar a lesiones personales, pérdida de vidas, daños ambientales, reparación y gastos, daños a los equipos y responsabilidad en procedimientos civiles, penales y administrativos. No se puede garantizar que los problemas ambientales futuros no resulten en aumentos de costos, responsabilidad civil o acciones administrativas, lo que podría conducir a un efecto material adverso en la condición financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Los posibles efectos físicos del cambio climático podrían interrumpir las operaciones de la Compañía y aumentar materialmente los costos.


Juan Martín Vico
Subdelegado

El aumento de las concentraciones de GEI en la atmósfera de la Tierra puede producir cambios climáticos que tienen impactos físicos significativos, como tormentas más frecuentes o severas, inundaciones, olas de calor, sequías (incluso en las cuencas fluviales donde operamos) y aumento del nivel del mar. Si ocurriera alguno de estos efectos, podría tener un efecto adverso en las operaciones de exploración y producción de la Emisora, incluidos retrasos en la perforación, cortes de energía, interrupciones de producción, interrupciones en la cadena de suministro y transporte. Existen otros riesgos asociados con el cambio climático, como un número creciente de conflictos con los propietarios de tierras y las comunidades locales, dificultades para contratar y retener personal y una mayor dificultad para acceder a la tecnología.

La Emisora ha tomado medidas para cumplir con los estándares ambientales, que se han vuelto cada vez más estrictos con el tiempo. Sin embargo, la Emisora no puede predecir cómo evolucionarán los efectos del cambio climático. Cualquier disminución en la producción y ventas de petróleo y gas como consecuencia de eventos climáticos podría tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera o resultados de operaciones de la Emisora.

La Compañía se enfrenta a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales.


La Compañía es parte de una serie de procedimientos laborales, comerciales, civiles, fiscales, ambientales y administrativos que, solos o en combinación con otros procedimientos, podrían, si se resuelven en su totalidad o en parte de manera adversa para la Compañía, resultar en la imposición de costos materiales, multas, juicios u otras pérdidas. Ver “*Información de la Emisora – Procedimientos legales*”. La Compañía considera que ha provisionado dichos riesgos de manera adecuada en función de las opiniones y el asesoramiento de sus asesores legales externos y de acuerdo con las normas contables aplicables. Sin embargo, ciertas contingencias de pérdida, particularmente las relacionadas con asuntos ambientales, están sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se deciden en su totalidad o en parte de manera adversa para la Compañía, puedan exceder significativamente cualquier previsión que la Compañía haya realizado.

Además, la Emisora puede estar sujetos a responsabilidades no reveladas relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales incurridas en virtud de una adquisición futura como parte de la estrategia de crecimiento de la Compañía que es posible que no pueda identificar o que no puedan ser indemnizadas adecuadamente en virtud de acuerdos de adquisición con los vendedores de dichos negocios, en cuyo caso el negocio de la Compañía, su situación financiera y resultados de operación pueden verse afectados material y negativamente.

La falta de disponibilidad y el aumento de los costos del seguro pueden afectar negativamente las operaciones y situación financiera de la Compañía.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a varios peligros comunes a la industria del petróleo y el gas, incluidas explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otra contaminación, peligros marítimos y catástrofes naturales. Como protección contra estos peligros, la Compañía mantiene una cobertura de seguro contra algunas, pero no todas, de estas posibles pérdidas y responsabilidades. Es posible que la Compañía no pueda mantener u obtener tipos de seguros deseables a precios razonables. En algunos casos, ciertos seguros podrían no estar disponibles o estar disponibles solo por cantidades reducidas de cobertura. Si la Compañía incurriera en una responsabilidad significativa para la cual no estuviera totalmente asegurada, podría tener un efecto material adverso en su condición financiera.

El programa de seguros de la Emisora incluye varias compañías de seguros. Las perturbaciones en los mercados financieros mundiales han provocado el deterioro de la situación


Juan Martín Vico
Subdelegado

financiera de muchas instituciones financieras, incluidas las compañías de seguros. Actualmente la Emisora no tiene conocimiento de ninguna información que indique que es poco probable que alguna de sus aseguradoras funcione en caso de un incidente cubierto. Sin embargo, en el caso de que la Emisora no pueda obtener un seguro o si el costo del seguro mantenido por la Emisora aumenta sustancialmente, estaría asumiendo más riesgos no asegurados en sus operaciones o los gastos generales relacionados con el seguro podrían aumentar sustancialmente.

La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de acuerdos de operación conjunta, y el hecho de que no continúe con dichos acuerdos o acuerdos similares o no resuelva cualquier desacuerdo material con sus socios podría tener un efecto material adverso en el éxito de estas operaciones.


La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de acuerdos operativos conjuntos, y el hecho de que no continúe con dichos acuerdos operativos conjuntos o acuerdos similares o no resuelva cualquier desacuerdo material con sus socios podría tener un efecto material adverso en el éxito de estas operaciones.

Actualmente la Compañía tiene una participación del 87% en los acuerdos de operación conjunta para la exploración y explotación de las áreas Estancia Chiripá y Glencross, una participación del 49% en el área Aguada del Chañar y una participación minoritaria en los acuerdos de operación conjunta para la exploración y explotación del área Aguaragüe. También tiene una participación del 25% en el área Cajón de los Caballos, así como una participación del 25% en el *joint venture* con YPF y Equinor Argentina AS Sucursal Argentina para las áreas offshore AUS 105 y AUS 106. En algunas de estas zonas, como el área Aguaragüe, los socios de la Compañía son los concesionarios, y en otras, como Cajón de los Caballos en la cuenca de Cuyana, se comparten los derechos de concesión con los socios. En consecuencia, la continuación de las operaciones en estas áreas depende del cumplimiento por parte de los socios de la Compañía, como concesionarios, de los términos y condiciones de las concesiones pertinentes. La Compañía no puede garantizar que sus socios cumplan con todas sus obligaciones, y cualquier incumplimiento por parte de ellos podría resultar en la revocación de concesiones o la denegación de futuras extensiones o permisos.

Además, la Compañía y algunos de sus socios hemos celebrado acuerdos con gobiernos provinciales y asumido ciertos compromisos, como en la concesión de Aguaragüe, donde todos los compromisos se han cumplido a la fecha de este Suplemento de Prospecto. Si la Compañía o cualquiera de sus socios no cumpliera con dichos acuerdos, las concesiones de la Compañía o las de sus socios podrían ser revocadas, y futuras solicitudes de extensiones de los términos de la concesión podrían ser denegadas.

Si algún acuerdo operativo conjunto o socio de cesión decidiera terminar su relación con la Compañía o vender su participación, es posible que no podamos reemplazar a su socio. Como resultado, es posible que no la Compañía no pueda obtener el financiamiento necesario para comprar la participación de su socio, continuar financiando el proyecto con niveles aceptables de riesgo o aumentar su participación en nuevas áreas de exploración o producción para reemplazar los acuerdos existentes. El hecho de no continuar con algunos de los acuerdos operativos conjuntos, *farm-outs* o acuerdos similares, o de resolver desacuerdos con los socios, podría afectar negativamente la capacidad de la Compañía para llevar a cabo las operaciones subyacentes, lo que a su vez afectaría negativamente su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Además, cuando la Compañía celebra un acuerdo de operación conjunta, *farm-out* o un acuerdo similar para la exploración y producción de hidrocarburos en un área determinada, puede comprometerse a realizar ciertas inversiones. Si la Compañía no realiza dichas inversiones, puede incumplir sus obligaciones en virtud de los acuerdos pertinentes y perder la participación u otros derechos en las áreas regidas por los mismos.


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Compañía no es el socio operativo en todos los acuerdos operativos conjuntos en los que participa o en los que tiene participación, y las acciones emprendidas por los operadores en dichos acuerdos operativos conjuntos podrían tener un efecto material adverso en el éxito de estas operaciones.


La Compañía lleva a cabo algunas de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos a través de acuerdos operativos conjuntos. Con arreglo a las condiciones de estos acuerdos, una de las partes en ellos desempeña la función de operador del acuerdo de explotación conjunta y, por lo tanto, asume la responsabilidad de ejecutar todas las actividades emprendidas de conformidad con el acuerdo de explotación conjunta. Sin embargo, no siempre asume el rol de operador y por lo tanto, en el caso de las áreas Aguaragüe, Cajón de los Caballos y Aguada del Chañar, la Compañía está expuesta a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas tomadas por el operador para llevar a cabo las actividades. La Compañía tiene un control limitado o nulo sobre los estándares operativos de sus socios de acuerdos operativos conjuntos. Ciertas acciones podrían tener un efecto material adverso en el éxito de estos acuerdos operativos conjuntos y, por lo tanto, afectar negativamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Es posible que la Emisora no pueda realizar adquisiciones exitosas.

En el pasado, la Emisora ha crecido a través de adquisiciones y puede evaluar oportunidades de adquisición estratégicas para expandir sus operaciones y presencia geográfica en el futuro. En ese caso, es posible que la Emisora no pueda identificar oportunidades de adquisición apropiadas o, si lo hace, puede pagar de más por estas adquisiciones o es posible que no pueda negociar términos y condiciones que sean aceptables. También la Compañía puede enfrentar dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones. Además, es posible que no la Emisora no pueda obtener las aprobaciones regulatorias, incluidas las aprobaciones previstas por la legislación en materia de defensa de la competencia, necesarias para consumir las adquisiciones. Además, incluso si la Emisor no puede consumir con éxito una adquisición, podemos encontrar desafíos para integrar el negocio adquirido de manera efectiva y rentable en sus operaciones. La integración de una adquisición implica una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, incluido el desvío de la atención de la gerencia, las dificultades para retener personal y la entrada en mercados desconocidos. Es posible que las empresas adquiridas no alcancen los niveles de productividad previstos o que no funcionen como se espera. También es posible que no la Emisora no identifique completamente los problemas con los activos que adquiere y, como tal, los activos que adquiera pueden valer menos del precio pactado debido a las incertidumbres en la evaluación de las reservas recuperables y los pasivos potenciales. Además, la Emisora puede estar sujeta a responsabilidades no reveladas relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales incurridas por negocios que adquiere como parte de su estrategia de crecimiento, que es posible que no pueda identificar o que no puedan ser indemnizados adecuadamente en virtud de los acuerdos de adquisición con los vendedores de dichos negocios, en cuyo caso la condición financiera y los resultados de la operación de la Emisora pueden verse afectados negativa y adversamente. Incluso si dichos pasivos son asumidos por los vendedores, la Emisora puede tener dificultades para hacer valer sus derechos, contractuales o de otro tipo. La Emisora no puede asegurar que las futuras adquisiciones cumplirán con sus objetivos estratégicos.

Los intereses del accionista controlante de la Compañía pueden ser diferentes a los de los inversores.

Southern Cone Foundation posee indirectamente el 77,72% de las acciones ordinarias de la Compañía. No es posible asegurar que los intereses de Southern Cone Foundation no entrarán en conflicto con los de los inversores. Southern Cone Foundation tiene la capacidad de determinar el resultado de sustancialmente todos los asuntos presentados para votación a los accionistas de la Emisora y el directorio y, por lo tanto, ejerce control sobre las políticas y asuntos comerciales,


Juan Martín Vico
Subdelegado


incluidos los siguientes: el nombramiento de la mayoría de los integrantes del directorio y, como resultado, la mayoría de las determinaciones de la asamblea y del directorio con respecto a la dirección y política comercial, incluido el nombramiento y la destitución de gerentes de primera línea; decisiones con respecto a adquisiciones, ventas y enajenaciones de activos; si se pagan dividendos o se realizan otras distribuciones y el monto de los dividendos u otras distribuciones; y los compromisos financieros que asume la Compañía. Ver “*Información de la Emisora – Estructura de la Emisora*” en este Suplemento de Prospecto.

Además, de acuerdo con lo establecido en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase 38, se permite pagar dividendos de cualquier venta futura de los activos *midstream* y de los activos upstream de petróleo y gas no esenciales, siempre que, en el caso de los activos *midstream*, el monto agregado de dichos dividendos y distribuciones no exceda el 60% de los ingresos brutos agregados de dicha venta y, en el caso de los activos no estratégicos de petróleo y gas, que el monto agregado de dichos dividendos y distribuciones no exceda el 50% de los ingresos brutos agregados de dicha venta o disposición. El pago de dividendos no necesita aplicarse al pago de las Obligaciones Negociables Clase 38. Al 31 de diciembre de 2025, el valor total de las inversiones en los activos *midstream* ascendió a \$339.156,8 millones. Los activos no esenciales no pueden exceder en conjunto ninguno de los siguientes: (i) 5% de las reservas probadas y probables totales tomadas en su conjunto, calculadas sobre la base del informe de reservas más reciente, (ii) 5% de la producción trimestral, tomada en su conjunto, calculada sobre la base del trimestre fiscal completado más recientemente, o (iii) 5% del EBITDA Consolidado Ajustado con Dividendos Cobrados para los cuatro trimestres anteriores, calculado al final del trimestre fiscal más reciente; siempre que ninguna de las áreas de Santa Cruz I – Fracción A, Santa Cruz I – Fracción C, Santa Cruz II – Fracción B, Puesto Peter, Cañadón León, Cañadón Seco, El Huemul – Koluel Kaike, Meseta Espinosa, Meseta Espinosa Norte, Piedra Clavada, Piedra Clavada Sur y Tres Picos y Aguada del Chañar constituyan activos no esenciales.

El nivel de endeudamiento de la Compañía podría restringir negativamente su flexibilidad financiera y operativa.

El nivel del endeudamiento de la Compañía puede afectar su flexibilidad en la operación y el desarrollo de sus negocios y su capacidad para cumplir con sus obligaciones por:

- dificultad para generar suficientes flujos de efectivo para cumplir con las obligaciones de la Compañía, particularmente en caso de incumplimiento de cualquiera de sus instrumentos de deuda;
- limitar los flujos de efectivo disponibles para financiar los requisitos de capital de trabajo, gastos de capital y otras necesidades corporativas en general;
- aumentar la vulnerabilidad a las condiciones económicas y sectoriales generales adversas, incluidos los aumentos de las tasas de interés, las fluctuaciones de los tipos de cambio y la volatilidad del mercado;
- limitar la capacidad de obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar deuda o para financiar capital de trabajo futuro, gastos de capital, otras necesidades corporativas o adquisiciones, ya sea en términos favorables o en absoluto;
- limitar la flexibilidad de la Compañía en la planificación o respuesta a cambios en sus actividades e industria; y/o
- colocar a la Compañía en una desventaja competitiva frente a sus competidores con menores niveles de endeudamiento.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Además, bajo los términos y condiciones del Préstamo Sindicado en Dólares Estadounidenses 2023, Préstamo con Eurobanco, las Obligaciones Negociables Convertibles y las Obligaciones Negociables Clase 38, la Compañía está obligada a cumplir con ciertas restricciones relacionadas con el endeudamiento, pagos restringidos (incluidos dividendos), creación de gravámenes, entre otros. Si la Compañía no genera suficientes flujos de efectivo, es posible que no puede cumplir con los índices financieros requeridos y que no pueda realizar los pagos de su deuda. La capacidad de la Compañía para cumplir con ciertos índices financieros establecidos bajo los términos y condiciones del Préstamo Sindicado en Dólares Estadounidenses 2023, Préstamo con Eurobanco, las Obligaciones Negociables Convertibles y las Obligaciones Negociables Clase 38 y otros instrumentos de deuda dependerá de su capacidad para generar flujos de efectivo suficientes para cumplir con dichos índices y pagar su deuda.

El endeudamiento futuro de la Compañía puede contener, y parte del endeudamiento actual contiene, convenios restrictivos que limitan su capacidad para crear gravámenes, incurrir en deudas adicionales, disponer de activos, pagar dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de los negocios. Estas restricciones pueden limitar la capacidad de la Compañía para operar su negocio y pueden prohibir o limitar su capacidad para mejorar sus operaciones o aprovechar posibles oportunidades comerciales a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos convenios o el incumplimiento de cualquiera de dichas condiciones podría resultar en un incumplimiento del endeudamiento correspondiente. La capacidad de la Compañía para cumplir con estos convenios puede verse afectada por eventos fuera de su control, incluidas las condiciones económicas, financieras y de la industria prevalecientes y la renegociación de concesiones y licencias utilizadas en sus negocios.

La Compañía está sujeta a las leyes antimonopolio, anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones, lo que podría dañar su reputación y tener un efecto adverso en su negocio.


La Compañía está sujeta a las leyes antimonopolio, anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero. No podemos garantizarse que las políticas y procesos de cumplimiento que la Compañía tiene vigentes eviten actos intencionales, imprudentes o negligentes cometidos por sus funcionarios o empleados. Si los funcionarios o empleados de la Compañía no cumplen con las leyes antimonopolio, anticorrupción, antisoborno o contra el lavado de dinero aplicables, pueden estar sujetos a sanciones penales, administrativas o civiles y otras medidas correctivas, que podrían tener efectos materiales adversos en el negocio, reputación, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de la Compañía.

En particular, la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas establece la responsabilidad penal de las personas jurídicas por los delitos contra la administración pública y el soborno transnacional cometidos, entre otros, por sus apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. En este sentido, una empresa puede ser considerada responsable y sujeta a multas y/o suspensión de sus actividades si tales delitos se cometieron, directa o indirectamente, con su intervención, o en su nombre, interés o beneficio. Además, el Régimen Procesal de la Acción Civil de Extinción de Dominio emitido por el Poder Ejecutivo prevé la incautación de bienes adquiridos con el producto de actividades corruptas.

Riesgos relacionados con las inversiones de la Emisora en la industria del transporte de gas

La situación financiera y los resultados de las operaciones de las compañías de transporte en las que la Emisora participa han experimentado pérdidas significativas en el pasado y pueden continuar teniendo pérdidas en el futuro las restricciones de precios nacionales.

A fines de 2019, la Ley de Solidaridad declaró la emergencia económica y tarifaria y el consecuente congelamiento de las tarifas de transporte de gas por un plazo inicial de 180 días,


Juan Martín Vico
Subdelegado

que fue sucesivamente prorrogado hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta que entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral, lo que ocurriese primero. El proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral fue encomendado al ENARGAS (actualmente, ENRGE), debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a tres años (conforme la prórroga dispuesta por el Decreto N° 815/2022) y facultándose a dicho organismo para formalizar acuerdos transitorios con concesionarios o licenciatarios.

El 18 de febrero de 2022, TGN celebró con el Ministerio de Economía y con el ENARGAS un acuerdo transitorio que estableció un aumento de tarifas de transporte del 60% a partir del mes de marzo de 2022 (el “**Acuerdo Transitorio 2022**”). El Acuerdo Transitorio 2022 estableció: (i) que TGN deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de TGN) excepto autorización previa del ENARGAS, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante Gasinvest S.A. se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento tarifario previsto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo de Transición 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022.


A través de la Resolución N° 17/2023, la Secretaría de Energía aprobó la solicitud de autorización presentada por TGN para construir, instalar, ejecutar y financiar con fondos propios, o contrayendo deuda financiera, obras en el gasoducto Norte, a fin de aumentar la capacidad de reversión del sentido de su flujo, y que dichas obras se contemplen en la próxima adecuación tarifaria de transición ordenada por el Decreto N° 815/2022. A esos fines, previo a la suscripción de la adenda al Acuerdo Transitorio 2022, TGN deberá presentar al ENARGAS su propuesta de obras.

En marzo de 2024, la Secretaría de Energía aprobó los precios del gas natural que estarán vigentes para 2024, lo que representa un aumento de aproximadamente 178%. Se estimó que este ajuste elevaría el precio final que paga el consumidor residencial en más de un 46%. Esta suba está en vigor desde abril de 2024. Además, desde abril de 2024, los precios del gas natural se han ajustado mensualmente, tanto en aumento como en disminución, de acuerdo con los mecanismos regulatorios aplicables. En línea con estos cambios, la Resolución N° 1253/2025 del Ministerio de Economía aumentó la tarifa cobrada a los consumidores residenciales en las llamadas "zonas de bajas temperaturas" al 6,8% del sobre el precio del gas natural. Estas medidas afectan sustancialmente los precios del gas natural soportados por los consumidores finales.

Asimismo, la Resolución N° 690/2024 del ENRGE estableció tarifas provisorias aplicables por TGM para el servicio prestado a sus clientes residenciales, y dispuso que dichas tarifas serían actualizadas periódicamente conforme al mismo criterio aplicado a las tarifas de TGN. La misma resolución previó, además, la determinación de tarifas definitivas para dicha compañía, una vez concluidos los procesos de revisión tarifaria acordados con los transportistas y distribuidores directamente regulados por la Ley N° 24.076, como es el caso de TGN.

Finalmente, TGN acordó una nueva Revisión Tarifaria Quinquenal (RTI), la cual fue aprobada por ENRGE mediante Resolución 255/2025 de fecha 29 de abril de 2025, estableciendo los cuadros tarifarios, planes de inversión para el período 2025-2030 y el mecanismo de ajustes periódicos de las tarifas aplicables.

A pesar de las revisiones tarifarias detalladas anteriormente, las compañías de transporte de gas en las cuales la Emisora tiene participación se han visto afectados negativamente en el pasado como resultado de las medidas regulatorias en Argentina, incluida el congelamiento de tarifas, las restricciones arancelarias nacionales y las limitaciones a la exportación impuestas durante la crisis económica del país de 2001-2002. TGN y TGM han experimentado pérdidas significativas como resultado de estas medidas. La Emisora no puede asegurar que los aumentos


Juan Martín Vico
Subdelegado

de tarifas de transporte de gas aprobados por la administración actual, o los que potencialmente apruebe la administración actual, sean suficientes, o si se promulgarán nuevas congelaciones de tarifas que posiblemente podrían contribuir a pérdidas significativas para las compañías de transporte de gas en las que participa. Además, la inflación significativa y la depreciación del peso sin un ajuste adecuado de las tarifas de transporte de gas, podrían afectar negativamente las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de para las compañías de transporte de gas en las que participa.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han perdido una parte significativa de sus ingresos de los contratos de transporte para la exportación de gas natural.

Como consecuencia de las medidas impuestas desde 2004 por el Estado Nacional para restringir la exportación de gas natural a fin de satisfacer la demanda interna, el volumen de exportaciones ha disminuido significativamente. Las tarifas de exportación están denominadas en dólares estadounidenses y son ajustadas por inflación. Sin embargo, sus tarifas de transporte interno están denominadas en pesos y no son ajustadas a la inflación. Como resultado, ciertos clientes extranjeros dejaron de abonar sus tarifas e iniciaron acciones legales para rescindir los contratos de transporte vigentes. TGN celebró acuerdos que modificaron o rescindieron contratos preexistentes con ciertos clientes. Si bien TGN ha obtenido pagos en concepto de compensación por la rescisión temprana y/o reducción de parte de la capacidad contratada, en virtud de esos acuerdos transaccionales, TGN ya no cobrará los ingresos futuros acordados. Por su parte, GasAndes también celebró acuerdos transaccionales que modificaron las condiciones o dieron por finalizados contratos preexistentes con ciertos clientes. Debido a las restricciones a la exportación impuestas por el gobierno argentino y para satisfacer la demanda chilena de gas natural, las compañías de transporte de gas chilenas construyeron una terminal de regasificación de gas natural en Bahía de Quintero que comenzó sus operaciones en 2009.


Si bien las restricciones a las exportaciones han sido flexibilizadas con motivo de medidas adoptadas por la administración actual en el marco del Plan GasAr, la Emisora no puede asegurar que, de imponerse nuevas restricciones en el futuro, las compañías de transporte de gas en las que participa podrán exportar cantidades significativas de gas en el futuro, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de dichas compañías.

El negocio de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende del mantenimiento de sus licencias, que se encuentra sujeta a revocación bajo determinadas circunstancias.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa desarrollan su actividad en virtud de licencias, que autorizan a prestar servicios de transporte de gas a través del uso exclusivo de sus respectivos sistemas de gasoductos. Estas licencias y reglamentos promulgados en virtud de la Ley N° 24.076 contienen requisitos relativos a la calidad del servicio e inversiones en bienes de capital, restricciones a la transferencia y gravamen de los bienes, la propiedad cruzada de las empresas involucradas en la producción, transmisión y distribución de gas y transferencia de acciones a la Emisora. Si las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa no cumplieran con alguno de estos requisitos o restricciones, su licencia podría ser revocada por el Estado Nacional según recomendación del ENRGE.

En el caso de TGN, la licencia se otorgó por un plazo original de 35 años, con fecha de vencimiento inicial del 28 de diciembre de 2027. La Ley de Gas Natural, modificada por la *Ley Bases*, establece que TGN podrá entregar a la autoridad argentina gas una solicitud de renovación por un período adicional de 20 años.

ENRGE, como sucesor de ENARGAS debe, en ese momento, evaluar el desempeño de TGN, convocar a una audiencia pública y hacer una recomendación al Poder Ejecutivo no menos de 18 meses y no más de 54 meses antes de la fecha de vencimiento del plazo inicial de la licencia.


Juan Martín Vico
Subdelegado

TGN tiene derecho a que se le otorgue dicha extensión a menos que ENRGE pueda demostrar que no ha cumplido sustancialmente con todas las obligaciones derivadas de la Ley de Gas Natural, las normas reglamentarias y los decretos relacionados, y la licencia.

En abril de 2024, TGN entregó una solicitud de renovación a la autoridad argentina del gas para la extensión de la licencia por el plazo adicional de veinte años. Luego de la intervención previa de diversos departamentos del organismo regulador, el 24 de septiembre de 2024, las áreas del ENARGAS involucradas en el procedimiento emitieron una opinión favorable respecto a la solicitud de renovación. La Compañía no puede asegurar que TGN obtendrá la renovación de la licencia.

La capacidad de transporte de gas de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa podría verse interrumpida.


El negocio de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende de su capacidad para transportar grandes volúmenes de gas natural a largas distancias a través de su sistema de tuberías de alta presión. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, los gasoductos TGN y GasAndes están operando cerca de su capacidad. Su situación financiera y sus resultados podrían verse afectados negativamente si un accidente u otra interrupción de sus instalaciones de transporte causara una reducción de la capacidad de transmisión y, como resultado de ello, las entregas se restringieran o interrumpieran.

El hecho de que las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa no renueven los contratos de transporte en firme podría afectar negativamente el negocio de la Emisora, los resultados de las operaciones, la situación financiera y su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras.

La Emisora no puede asegurar que los contratos de transporte de gas natural las compañías de transporte de gas en las que participa serán renovados en su totalidad o en parte en sus rutas existentes o por sus clientes actuales. Los términos de los contratos de transporte de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa varían según diferentes factores. Si sus filiales de transporte de gas no pueden renovar sus contratos de transporte de gas natural a medida que vencen, eso podría afectar su negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera, lo que, a su vez, podría afectar el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

La creciente adopción de inteligencia artificial y otras tecnologías emergentes en la industria del petróleo y el gas puede presentar riesgos para nuestro negocio.

La industria del petróleo y el gas está experimentando una rápida adopción de inteligencia artificial ("IA"), aprendizaje automático y otras tecnologías digitales emergentes en áreas que incluyen la optimización de la exploración y producción, el mantenimiento predictivo, el modelado de reservorios y la seguridad operativa. Si bien estas tecnologías ofrecen potenciales ganancias de eficiencia, también presentan una variedad de riesgos, incluyendo: el potencial de toma de decisiones algorítmicas defectuosas o sesgadas que podrían conducir a decisiones de inversión u operativas subóptimas; incertidumbre regulatoria con respecto a la implementación y gobernanza de los sistemas de IA, particularmente en relación con la privacidad de datos y la propiedad intelectual; vulnerabilidades de ciberseguridad asociadas con la integración de sistemas impulsados por IA en nuestra infraestructura de tecnología operativa; y el riesgo de que los competidores adopten estas tecnologías de manera más efectiva, colocándonos en una desventaja competitiva. Además, las regulaciones en evolución en las jurisdicciones en las que operamos pueden imponer nuevos requisitos con respecto al uso, la transparencia y la responsabilidad de los sistemas de IA, lo que podría aumentar nuestros costos de cumplimiento. Nuestra incapacidad


Juan Martín Vico
Subdelegado

para desarrollar, implementar o gestionar adecuadamente la IA y otras tecnologías emergentes podría afectar negativamente nuestra eficiencia operativa, estructura de costos y posición competitiva, y en última instancia nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.


Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela

Las condiciones políticas, sociales y económicas de Venezuela podrían afectar negativamente las operaciones de Petronado.

La Compañía tiene una participación en un área en la cuenca oriental de Venezuela a través de su participación accionaria del 26% en Petronado. Estas actividades dependen en gran medida de las condiciones económicas, políticas y sociales de Venezuela.

Venezuela tiene un historial de volatilidad significativa y malestar social, y actualmente enfrenta una grave crisis política y económica y desde 2017, Estados Unidos ha impuesto sanciones económicas cada vez más restrictivas al Gobierno de Venezuela y personas y entidades relacionadas, incluido el Banco Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela, S.A. La caída significativa de los precios mundiales del petróleo, la principal exportación de Venezuela, ha llevado al deterioro de las condiciones económicas que han aumentado los riesgos asociados con las operaciones de la Compañía en Venezuela. Junto con las débiles condiciones económicas, la crisis política asociada con el liderazgo disputado entre Juan Guaidó y Nicolás Maduro, quienes afirmaron ser el líder legítimo de Venezuela, aumentó el riesgo de disturbios civiles, conflictos armados y acciones adversas, incluida la imposición de nuevas sanciones u otras acciones por parte de gobiernos extranjeros. Todos estos problemas han tenido y pueden tener un efecto que materialmente adverso sobre el negocio de Petronado y, a su vez, la inversión de la Compañía y su capacidad para recibir dividendos de Petronado.

Petronado está sujeta a las restricciones de control de cambio vigentes en Venezuela que limitan las salidas de capital, vigentes desde febrero de 2003. Actualmente existen varios mecanismos de control de cambio de divisas, con diferentes tipos de cambio oficiales. Estas reglas restringen el acceso de Petronado a las divisas y limitan su capacidad para transferir el exceso de fondos fuera de Venezuela. Actualmente, todos los pagos de capital en dólares estadounidenses, dividendos incluidos, deben ser aprobados por el Centro Nacional de Comercio Exterior de Venezuela. Además, en 2017, Venezuela promulgó la Ley Constitucional de Inversiones Extranjeras Productivas. Esta ley establece los requisitos y limitaciones para la transferencia de dividendos y la repatriación de inversiones extranjeras. También establece una suma mínima de inversión a registrar ante el Ministerio del Poder Popular con Inversión Extranjera, limita el acceso al financiamiento interno, modifica los criterios de inversión extranjera y crea un nuevo sistema de sanciones para quienes no cumplan con la ley. Como resultado de los controles cambiarios vigentes, Petronado no ha podido pagar dividendos a la Compañía desde 2008 y, al 31 de diciembre de 2025, le debe un monto de US\$5,5 millones en dividendos distribuidos pero no pagados. Este importe está totalmente provisionado para las pérdidas esperadas hasta la fecha, ya que no es recuperable. Debido al alto nivel de imprevisibilidad y falta de control, la Compañía tiene una visibilidad limitada sobre cuándo, si es que alguna vez, las autoridades venezolanas aprobarán la conversión de bolívares a dólares estadounidenses y, por lo tanto, no puede asegurar cuándo o si puede recibir dividendos de Petronado en el futuro. Además, debido a que Petronado está sujeta a sanciones de bloqueo por parte de los Estados Unidos (que se analizan a continuación), es posible que no pueda realizar transacciones en dólares estadounidenses incluso en el caso de que las autoridades venezolanas aprueben la conversión para pagar dividendos. Además, la Compañía no puede determinar si el gobierno venezolano, el accionista mayoritario de Petronado, le exigirá que contribuya con más capital a Petronado.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Petronado también enfrenta el riesgo de expropiación o nacionalización de sus activos y la interferencia del gobierno en su negocio. El actual gobierno venezolano ha promovido un modelo de mayor participación estatal en la economía a través de programas de bienestar, controles de cambio y precios y la promoción de empresas estatales, como Petróleos de Venezuela, S.A., principal accionista de Petronado. Como resultado, la Compañía podría perder toda su inversión en Petronado.

Además, con los altos niveles de corrupción reportados en Venezuela, la Compañía no puede asegurar que no se le pedirá a Petronado que pague sobornos a funcionarios del gobierno. Si se alega que alguno de los empleados o agentes de Petronado pagó sobornos, la Compañía podría enfrentar multas u otras consecuencias, y su reputación podría verse afectada.

A raíz de la profunda crisis económica y política que atraviesa Venezuela, y con la expectativa de que se redujera aún más el volumen de divisas que se ofrecerían y/o aprobarían a través del sistema de control de cambios, la inversión en Petronado comenzó a valorarse a su valor razonable en el rubro de inversiones no corrientes, que se mantiene en el año en curso. El valor razonable y el valor libros de Petronado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 ascendió a US\$0.

La Emisora posee información actual limitada de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado.


La Compañía tiene una participación accionaria del 26% en Petronado. Debido a la situación política y económica en Venezuela, no tiene información reciente sobre las participaciones de los accionistas de Petronado. De acuerdo con la última información disponible al 31 de diciembre de 2021, Petróleos de Venezuela S.A., entidad propiedad del gobierno venezolano que actualmente está sujeta a sanciones en Estados Unidos, es el accionista mayoritario de Petronado, con una participación accionaria del 60%. Según la última información disponible al 31 de diciembre de 2021, los accionistas restantes son Petroamazonas EP y Korea National Oil Corporation, que poseen el 8% y el 6% respectivamente. Debido a la participación mayoritaria de Petróleos de Venezuela S.A. en Petronado, las sanciones de Estados Unidos aplicables a Petróleos de Venezuela S.A. también se aplican automáticamente a Petronado.

Petronado no ha producido estados financieros completos ni ha pagado dividendos desde el año fiscal 2008. Además, sus datos más recientes de reservas de petróleo certificados, auditados o evaluados por un tercero, son del 31 de diciembre de 2011. Como tal, la Compañía cuenta información actualizada limitada sobre las operaciones, los resultados financieros y las perspectivas de Petronado. Durante 2015, la Compañía llevó a cabo una serie de acciones para abordar la situación mencionada y, después de no obtener los resultados deseados, a partir del 1 de octubre de 2015, determinó que la influencia material sobre Petronado ya no era aplicable y no ha participado en ninguna asamblea de accionistas ni en las operaciones de Petronado desde 2016. Como resultado, desde el 1 de octubre de 2015, la Compañía registra su inversión en Petronado a un valor razonable. El valor razonable al 31 de diciembre de 2025 y 2024 ascendió a US\$0.

Riesgos relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta)

Las adquisiciones que la Compañía ha completado, incluida la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta), y cualquier adquisición futura, inversión estratégica, asociación o alianza podrían ser difíciles de integrar y/o identificar para la Compañía, podrían desviar la atención del personal clave de la administración, interrumpir su negocio, diluir el valor para los accionistas y afectar negativamente sus resultados financieros, incluido el deterioro del fondo de comercio y otros activos intangibles.

Una de las principales estrategias comerciales de la Compañía incluye adquisiciones de activos, reservas y arrendamientos y otras transacciones estratégicas, incluso en jurisdicciones en


Juan Martín Vico
Subdelegado

las que actualmente la Compañía no opera. La adquisición e integración exitosa de los activos, incluida la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta), requiere una evaluación de varios factores, incluidas las reservas recuperables, los precios futuros del petróleo y el gas natural, los costos de desarrollo y operación, y las posibles responsabilidades ambientales y de otro tipo.

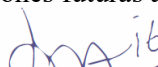
La precisión de estas evaluaciones es intrínsecamente incierta. En relación con estas evaluaciones, la Compañía realiza una revisión de los activos en cuestión que considera que son generalmente consistentes con las prácticas de la industria. Su revisión y la revisión de asesores e ingenieros de reservas independientes no revelarán todos los problemas existentes o potenciales, ni le permitirá familiarizarse lo suficiente con los activos para evaluar completamente sus deficiencias y posibles reservas recuperables. Es posible que no siempre se realicen inspecciones en todos los pozos, y las condiciones ambientales no son necesariamente observables incluso cuando se realiza una inspección. La Compañía, asesores o ingenieros de reservas independientes, pueden aplicar diferentes supuestos al evaluar el mismo área. Incluso cuando se identifican problemas, el vendedor puede no querer o no poder proporcionar una protección contractual efectiva contra la totalidad o parte de los problemas. A menudo la Compañía no tiene derecho a una indemnización contractual por responsabilidades ambientales y adquiere propiedades “a tranquera cerrada”. Incluso en aquellas circunstancias en las que tiene derechos de indemnización contractual por responsabilidades previas al cierre, sigue siendo posible que el vendedor no pueda cumplir con sus obligaciones contractuales. No puede garantizarse que los problemas relacionados con los activos o la gestión de las empresas y operaciones que la Compañía ha adquirido, o las operaciones que pueda adquirir o agregar a su cartera en el futuro, no surjan en el futuro, y estos problemas podrían tener un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Las adquisiciones significativas, incluida la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta), y otras transacciones estratégicas pueden implicar otros riesgos, que incluyen:

- desvío de la atención de la gerencia a la evaluación, negociación e integración de adquisiciones significativas y transacciones estratégicas;
- desafío y costo de integrar las operaciones adquiridas, la gestión de la información y otros sistemas tecnológicos y culturas comerciales con las de la Compañía mientras lleva a cabo su negocio en curso;
- contingencias y pasivos que no pudieron o no se identificaron durante el proceso de debida diligencia, incluso con respecto a posibles deficiencias en los controles internos de las operaciones adquiridas;
- desafío de atraer y retener personal asociado con las operaciones adquiridas; y
- desafío de obtener aprobaciones gubernamentales nacionales y provinciales asociadas con transacciones estratégicas y operaciones adquiridas.

También es posible que la Compañía no identifique objetivos de adquisición adecuados o candidatos de inversión estratégica, asociación o alianza. Su incapacidad para identificar objetivos de adquisición, inversiones estratégicas, socios o alianzas adecuados, o su incapacidad para completar dichas transacciones, puede afectar negativamente su competitividad y oportunidades de crecimiento. Además, si no evalúa adecuadamente las adquisiciones, las alianzas o las inversiones de Aguada del Chañar (Vaca Muerta), es posible que no logre los beneficios anticipados de dicha transacción y que incurra en costos superiores a los previstos.

Las adquisiciones futuras financiadas con el efectivo propio de la Compañía podrían agotar el efectivo y el capital de trabajo disponibles para financiar adecuadamente sus operaciones y devolver valor a los accionistas. También la Compañía puede financiar transacciones futuras a


Juan Martín Vico
Subdelegado

través de financiamiento de deuda, acuerdos de pago anticipado de petróleo, la emisión de sus valores de capital, efectivo existente, equivalentes de efectivo o inversiones, o una combinación de los anteriores. Las adquisiciones financiadas con la emisión de sus valores de renta variable podrían ser dilutivas, lo que podría afectar el precio de mercado de sus acciones. Las adquisiciones financiadas con deuda podrían requerir que la Compañía dedique una parte sustancial de su flujo de efectivo a pagos de capital e intereses y podrían someterla a convenios restrictivos.

La Compañía incluye información financiera limitada respecto de la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) en este Suplemento de Prospecto.

La fecha en que se hizo efectiva la adquisición del área Aguada del Chañar por parte de la Compañía tuvo lugar el 1° de abril de 2025. Sin embargo, no se ha puesto a disposición de la Compañía ninguna información financiera respecto al área Aguada del Chañar anterior al 1° de abril de 2025 y, debido al hecho de que la Compañía ha adquirido una participación no controlante (y, por lo tanto, no puede dirigir la emisión de dicha información), la Compañía no ha incluido en este Suplemento de Prospecto ninguna información financiera sobre el área Aguada del Chañar anterior al 1° de abril de 2025.

Además, aunque la Compañía presenta ciertas estimaciones financieras, operativas y de reservas independientes para la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta), la información operativa consolidada y las estimaciones de reservas incluidas en este Suplemento de Prospecto no reflejan el impacto de la adquisición de Aguada del Chañar, salvo para el período comprendido entre el 1° de abril de 2025 y el 31 de diciembre de 2025. Para obtener más información sobre la adquisición, consulte la Nota 1.1.c) de los Estados Financieros Anuales Consolidados. Además, las estimaciones operativas y de reservas para la adquisición de Aguada del Chañar pueden cambiar, y el cambio puede ser significativo. Todo potencial inversor debe revisar y considerar por sí mismo la información limitada sobre la adquisición del área Aguada del Chañar incluida en este Suplemento de Prospecto antes de invertir en la Emisora.


Para más información, véase “*Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar*” en este Suplemento de Prospecto.

La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias.

La titularidad de la participación del 49% en la concesión de explotación no convencional sobre el área Aguada del Chañar de YPF requiere la aprobación del Poder Ejecutivo de la provincia de Neuquén de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72 de la Ley N° 17.319 y el artículo 95 de la Ley de la Provincia de Neuquén. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la solicitud de aprobación ha sido presentada y está pendiente. En caso de que dicha autorización no sea otorgada, los derechos económicos de la Compañía sobre la producción de la concesión permanecerán vigentes y serán oponibles a YPF, y las partes tomarán todas las acciones necesarias para preservar los beneficios resultantes del acuerdo de adquisición. Sin embargo, si YPF se tornara insolvente o entrara en proceso de quiebra, y consecuentemente se declarará la caducidad de la concesión, los derechos de la Compañía sobre el 49% de participación en el área Aguada del Chañar podrían verse comprometidos si la Provincia de Neuquén no aprobara la transferencia.

La Compañía ha asumido ciertos compromisos de inversión en el área Aguada del Chañar, cuyo incumplimiento podría, entre otras consecuencias, afectar su participación en el área.

En relación con la adquisición a YPF de una participación del 49% en la concesión de explotación no convencional sobre el área Aguada del Chañar, la Compañía se ha comprometido, entre otras obligaciones, a cubrir, en nombre de YPF, el 80,40% de los CAPEX atribuibles a la participación de YPF en el área por un plazo de cuatro años hasta un importe máximo total de


Juan Martín Vico
Subdelegado

US\$255 millones, correspondiente al valor presente neto de la contraprestación adeudada por la adquisición al 1 de abril de 2025. Para mayor información sobre la adquisición, véase “*Información de la Emisora – Áreas de producción y Explotación de la Emisora – cuenca Neuquina – Área de Aguada del Chañar*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Compañía – Riesgos Relacionados con la adquisición de Aguada del Chañar (Vaca Muerta) - La adquisición de la participación del 49% en el área Aguada del Chañar está sujeta a aprobaciones regulatorias*” en este Suplemento de Prospecto.

Si la Compañía no cumple con sus obligaciones después de cualquier período de subsanación aplicable dentro de los plazos establecidos en el acuerdo de *farm-in*, YPF tendría derecho a retener cualquier contraprestación que la Compañía haya pagado, solicitar la reversión del 49% de participación que se le transfirió y buscar una compensación por cualquier daño relacionado, que podría tener un efecto adverso en la condición financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

La Compañía ha reconocido el valor razonable de la combinación de negocios sobre el área de Aguada del Chañar como montos provisionales al 31 de diciembre de 2025. Los ajustes para reconocer los importes del valor razonable final de la combinación de negocios podrían afectar a los valores razonables provisionales de los activos y pasivos reconocidos.

La adquisición de una participación del 49% en la concesión de explotación no convencional sobre el área Aguada del Chañar de YPF califica como una combinación de negocios bajo la NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y el valor razonable ha sido reconocido como provisional.

El valor razonable de los principales activos y pasivos a la fecha de adquisición, asciende a \$445.163,0 millones (\$301.228,5 millones corresponde a pozos e instalaciones de producción y \$143.934,5 millones corresponde a Propiedad Minera), y se reconoce como montos provisionales al 31 de diciembre de 2025.

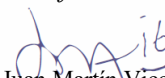
Los valores razonables de los principales activos y pasivos del área adquirida surgen de evaluaciones preliminares obtenidas a partir de la información disponible a la fecha de emisión de los Estados Financieros Intermedios. Cuando se obtenga nueva información sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, se reestimaré el valor razonable provisional de los activos netos ya identificados y/o se identificarán activos o pasivos adicionales durante el periodo de valoración, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, tal y como exige la NIIF 3. La Compañía finalizó las evaluaciones para determinar los valores razonables definitivos de los principales activos y pasivos del área Aguada del Chañar durante el primer período de 2026.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Los controles de cambio y las restricciones a las transferencias al extranjero pueden afectar la de los inversores capacidad para recibir pagos o repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

El Estado Nacional y el Banco Central han implementado ciertos controles cambiarios y restricciones de transferencia de divisas, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas para realizar pagos en el exterior.

De acuerdo con la normativa cambiaria vigente, el acceso al MLC para realizar pagos anticipados de capital e intereses de cualquier tipo de endeudamiento con más de tres días de anticipación a la fecha de vencimiento de los mismos requiere la aprobación previa del Banco Central, o está sujeto a ciertos requisitos. Véase “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables - Los controles de cambio y las restricciones a las transferencias*


Juan Martín Vico
Subdelegado

al extranjero pueden afectar la de los inversores capacidad para recibir pagos o repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables".

De acuerdo con la normativa vigente, la Compañía tendría acceso al MLC para adquirir Dólares Estadounidenses y destinarlos al pago del endeudamiento asumido bajo las Obligaciones Negociables, siempre que (i) haya liquidado a través del MLC los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables, (ii) haya informado dicho endeudamiento (conforme a la Comunicación "A" 6401 del Banco Central, con sus modificaciones y complementarias), (iii) en el supuesto de que una porción de las Obligaciones Negociables se liquide en Dólares Estadounidenses en Argentina, la Compañía haya cumplido con las condiciones establecidas por el punto 3.5.1.8 de las Normas de Exterior y Cambios, incluyendo, sin limitación, el umbral máximo permitido para la suscripción local de las Obligaciones Negociables en moneda extranjera en virtud de la misma, y (iv) la Compañía haya cumplido con los requisitos generales adicionales para el egreso de fondos a través del MLC, en cada caso de acuerdo con las Normas de Exterior y Cambios. No obstante, la Compañía no puede garantizar que en el futuro no se establezcan restricciones adicionales para la compra o transferencia de fondos al exterior. En tal caso, el Banco Central podría no autorizar dichas operaciones y, por lo tanto, impedir a la Compañía atender sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera, incluidas las Obligaciones Negociables.


El Contrato de Emisión impondrá a la Compañía importantes restricciones operativas y financieras que pueden impedirle capitalizar las oportunidades comerciales.

El Contrato de Emisión impondrá a la Compañía importantes restricciones operativas y financieras. Estas restricciones limitan su capacidad para, entre otras cosas:

- incurrir o garantizar un endeudamiento adicional;
- pagar dividendos o hacer otras distribuciones o recomprar o reducir nuestro capital social;
- otorgar préstamos y realizar inversiones;
- vender activos;
- constituir gravámenes;
- realizar transacciones con afiliadas;
- celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de sus subsidiarias restringidas para pagar dividendos; y
- consolidar, fusionar o vender todos o sustancialmente todos sus activos.

Estos compromisos están sujetos a una serie de requisitos y excepciones. Muchos de estos convenios no serán aplicables a la Compañía ni a sus subsidiarias restringidas durante ningún período en el que las Obligaciones Negociables sean calificados como grado de inversión por al menos dos agencias calificadoras. No obstante, estas restricciones podrían limitar la capacidad de la Compañía para aprovechar oportunidades de crecimiento atractivas para sus negocios que actualmente son imprevisibles, particularmente si no puede incurrir en financiamiento o realizar inversiones para aprovechar estas oportunidades.

Las Obligaciones Negociables no están garantizadas y están subordinadas al endeudamiento garantizado de la Compañía y estructuralmente subordinadas a los pasivos existentes y futuros de sus subsidiarias.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Las Obligaciones Negociables no estarán garantizadas por ningún activo de la Compañía. De acuerdo con lo establecido en el Contrato de Emisión, se permite a la Compañía incurrir en un monto significativo de deuda adicional, incluyendo deuda adicional garantizada. Los reclamos de los tenedores de deuda garantizada de la Compañía tendrán efectivamente prioridad respecto de los tenedores de las Obligaciones Negociables, limitando al valor de los activos que garantizan dicha deuda garantizadas.


Si la Compañía se tornara insolvente o entrara en liquidación, o si se acelera el pago de cualquier deuda garantizada, los acreedores de dichas deudas garantizadas estarán facultados a ejercer los recursos que les correspondieren como acreedores garantizados. En función de ello, dichos acreedores tendrán prioridad sobre cualquier reclamo realizado con motivo a pagos realizados en relación con las Obligaciones Negociables, con el límite del valor de los activos que constituyen su garantía. Si esto ocurriera, es posible que no quedaran activos remanentes con los cuales satisfacer los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Asimismo, aun en caso de existir activos remanentes luego del pago a los acreedores garantizados, los activos remanentes podrían resultar insuficientes para satisfacer los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y de otros instrumentos de deuda no garantizados, incluyendo acreedores comerciales cuya importancia equivalga a la de los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Por otra parte, bajo la Ley de Concursos y Quiebras N° 24.522 (sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Concursos y Quiebras**”), las obligaciones de la Compañía en virtud de las Obligaciones Negociables se hallan subordinadas a ciertos privilegios legales, incluyendo reclamos por salarios, cargas de la seguridad social, impuestos y costos y costas procesales.

Las subsidiarias de la Compañía son personas jurídicas distintas a la Compañía, y no tienen obligación alguna de pagar ningún monto adeudado respecto las Obligaciones Negociables ni de proveer a la Compañía de fondos para satisfacer sus obligaciones de pago bajo las Obligaciones Negociables, ya sea en forma de dividendos, distribuciones de utilidades, préstamos, garantías u otros pagos. Además, cualquier pago de dividendos, préstamos o anticipos por parte de una subsidiaria de la Compañía podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Los pagos por parte de las subsidiarias de la Compañía también serán contingentes sobre las ganancias y cualquier contraprestación comercial de tales subsidiaria. El derecho de la Compañía a recibir cualquier activo de sus subsidiarias en caso de quiebra, liquidación o concurso de la misma, y por ende el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a participar de tales activos, estará efectivamente subordinado a los reclamos de los acreedores de esa subsidiaria, incluyendo sus acreedores comerciales.

Existe incertidumbre con respecto al tratamiento fiscal de las Obligaciones Negociables para los tenedores en ciertas jurisdicciones y como resultado de los pagos a inversionistas en ciertas jurisdicciones "no cooperantes" o que canalizaron su inversión a través de dichas jurisdicciones pueden estar sujetos a retención.

En diciembre de 2017, se adoptó en Argentina una reforma tributaria integral que tiene un impacto en el tratamiento tributario de las Obligaciones Negociables para los tenedores que residen en jurisdicciones “no cooperantes” o cuyos fondos provienen de jurisdicciones no cooperantes. Aunque Estados Unidos y muchos otros países desarrollados actualmente no se consideran jurisdicciones “no cooperantes”, no hay garantía de que la lista de jurisdicciones consideradas como “no cooperantes” no cambie en el futuro. Los pagos de intereses a los tenedores de las Obligaciones Negociables residentes en esas jurisdicciones o que canalizaron su inversión a través de dichas jurisdicciones estarán sujetos a una retención del 35% en la fuente, y la Compañía no aumentará a esos tenedores en tales circunstancias. Para obtener más información, ver “*Información Adicional – Carga Tributaria*” en este Suplemento de Prospecto. Como


Juan Martín Vico
Subdelegado

resultado de esta incertidumbre, las Obligaciones Negociables podrían enfrentar una liquidez reducida, lo que podría afectar negativamente su precio de mercado y su comerciabilidad.

Es posible que no se mantenga un mercado comercial activo para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables ofrecidas por la presente serán emitidas como adicionales a las Obligaciones Negociables Iniciales, la Compañía no puede asegurar que un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables se mantendrá.


Si no se mantiene un mercado de negociación, los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o pueden ser incapaces de venderlas a un precio atractivo o en absoluto. Además, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá del número de tenedores de las Obligaciones Negociables, el interés de los agentes de valores en hacer un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Por lo tanto, un mercado para las Obligaciones Negociables puede que no sea líquido. La Compañía solicitará el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA y A3 Mercados, respectivamente, pero no puede asegurar que estas solicitudes serán aprobadas o, si fuesen aceptadas, que serán mantenidas por los mercados correspondientes. Además, si las Obligaciones Negociables se negocian, pueden negociarse con un descuento de su precio de oferta inicial dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado de valores similares, las condiciones económicas generales, el desempeño y perspectivas comerciales y otros factores de la Compañía.

Las Obligaciones Negociables están sujetas a restricciones de transferencia que podrían limitar la capacidad de los tenedores para revenderlas.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registrados bajo la Ley de Valores ni ninguna ley de valores estatal de Estados Unidos y no pueden modificarse ni venderse dentro de los Estados Unidos o a, o por cuenta o beneficio de, personas estadounidenses, excepto en virtud de una exención de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de registro de la Ley de Valores y las leyes estatales de valores aplicables. Dichas exenciones incluyen ofertas y ventas que ocurren fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S y de acuerdo con las leyes de valores aplicables de cualquier otra jurisdicción y ventas a compradores institucionales calificados como se define en la Regla 144A. Para obtener una explicación de ciertas restricciones sobre la reventa y la transferencia, consulte "*Restricciones a la transferencia*". En consecuencia, un tenedor de las Obligaciones Negociables debe poder asumir el riesgo económico de su inversión en las Obligaciones Negociables durante el plazo de las Obligaciones Negociables.

Los desarrollos en otros países pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado negativamente por la evolución de los mercados financieros internacionales y las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por las condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores a los acontecimientos en un país puede afectar los valores de los emisores en otros países, incluida Argentina. No es posible asegurar que el mercado de valores de emisores argentinos no se verá afectado negativamente por eventos en otros lugares o que tales desarrollos no tendrán un impacto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como Estados Unidos, o un evento negativo en un mercado emergente, puede inducir una salida significativa de capitales de Argentina y reducir el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.


Juan Martín Vico
Subdelegado

No es posible asegurar que las calificaciones crediticias de las Obligaciones Negociables no serán reducidas, suspendidas o retiradas por las agencias de calificación.

Las calificaciones crediticias de las Obligaciones Negociables pueden cambiar luego de la emisión. Dichas calificaciones tienen un alcance limitado y no abordan todos los riesgos materiales relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan sólo las opiniones de las agencias de calificación en el momento en que se emiten las calificaciones. Las calificaciones de las Obligaciones Negociables no son una recomendación para comprar, vender o mantener las Obligaciones Negociables, y las calificaciones no comentan los precios de mercado o la idoneidad para un inversionista en particular. Las agencias de calificación podrán obtener una explicación de la importancia de dichas calificaciones. No es posible asegurar que dichas calificaciones crediticias permanecerán vigentes durante un período de tiempo determinado o que las agencias de calificación no las reducirán, suspenderán o retirarán por completo si, a juicio de dichas agencias de calificación, las circunstancias así lo justifican. Cualquier reducción, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Los desarrollos negativos en el negocio, condición financiera y resultados de operaciones u otros factores de la Compañía podrían hacer que las agencias calificadoras reduzcan las calificaciones crediticias, o las perspectivas de calificación, de la deuda a corto y largo plazo de la Compañía, lo que puede afectar su capacidad para obtener nuevo financiamiento o refinanciar sus endeudamiento actual y aumentar sus costos de emisión de nuevos instrumentos de deuda. Cualquiera de estos factores podría afectar negativamente el negocio de la Compañía.


Es posible que la Compañía no pueda recomprar las Obligaciones Negociables en un evento de recompra por Cambio de Control.

Tras la ocurrencia de un evento de Cambio de Control (como se define en "*Descripción de las Obligaciones Negociables - Ciertos Compromisos – Recompra de las Obligaciones Negociables ante un Cambio de Control*"), es posible que los tenedores de las Obligaciones Negociables exijan a la Compañía que esta les ofrezca recomprar todas las Obligaciones Negociables en circulación al 101% del monto de capital, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de recompra. La fuente de fondos para cualquier compra de las Obligaciones Negociables será el efectivo disponible de la Compañía o el efectivo generado por sus operaciones u otras fuentes, incluidos préstamos, ventas de activos o ventas de acciones. Es posible que la Compañía no pueda recomprar las Obligaciones Negociables en un evento de Cambio de Control porque es posible que no tenga suficientes recursos financieros para comprar todas las Obligaciones Negociables que se ofrecen en un evento de Cambio de Control. La falta de recompra de las Obligaciones Negociables por parte de la Compañía ante un evento de cambio de control causaría un incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. Los futuros acuerdos de Deuda de la Compañía pueden contener disposiciones similares.

Las Obligaciones Negociables compartirán el poder de voto con las Obligaciones Negociables Iniciales.

Las Obligaciones Negociables serán consideradas como parte de la misma serie de valores que el monto de capital en circulación es de US\$300.000.000 de las Obligaciones Negociables Iniciales. Una vez finalizada esta oferta, el monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2030 será el informado en el Aviso de Resultados. En consecuencia, los tenedores de las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente tendrán derecho a ejercer el poder de voto correspondiente a sus tenencias, el cual representará una porción del poder de voto total de las Obligaciones Negociables de la Compañía al 11,875% con vencimiento en 2030.

La Compañía puede canjear las Obligaciones Negociables antes del vencimiento.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Las Obligaciones Negociables se pueden canjear a opción de la Compañía bajo ciertas circunstancias especificadas en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”. La Compañía puede optar por canjear las Obligaciones Negociables en momentos en que las tasas de interés vigentes pueden ser relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los ingresos del reembolso en un valor comparable a una tasa de interés efectiva tan alta como la de las Obligaciones Negociables. Sin embargo, las regulaciones actuales de divisas restringen la capacidad de la Compañía para realizar pagos anticipados de cualquier tipo en virtud de las Obligaciones Negociables, consulte “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina - Los controles de cambio y las restricciones a las transferencias al extranjero pueden afectar la de los inversores capacidad para recibir pagos o repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables*” en este Suplemento de Prospecto.

En caso de que el Decreto 70/2023 fuese derogado, las sentencias de tribunales competentes tendientes a hacer cumplir obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar el pago en Pesos.

El Decreto 70/2023 modificó los artículos 765 y 766 del Código Civil y Comercial de la Nación, relativo a las obligaciones de dar dinero, estableciendo (i) que el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal en Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes. En caso de que el Congreso decida derogar la sección del Decreto 70/2023 que modificó los artículos mencionados, se retomará el régimen anterior, en el cual, si se iniciaran procedimientos ante los tribunales argentinos competentes con el objeto de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa, estas obligaciones podrían resultar pagaderas en Pesos por una suma equivalente al monto de Pesos requerido para cancelar la obligación denominada en Dólares bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, según el tipo de cambio del Peso-Dólar vigente al momento del pago o el tipo de cambio que establezca la jurisprudencia.


En tal caso, la Emisora no puede asegurar que dichos tipos de cambio brindarán a los Inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables con más los intereses devengados.

Puede haber conflictos de intereses entre los accionistas de la Compañía y los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Puede haber conflictos de intereses entre los accionistas de la Compañía, por un lado, y los tenedores de las Obligaciones Negociables, por el otro. No puede garantizarse que cualquier conflicto actual o futuro, en caso de que ocurra, se resolverá de una manera favorable para los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden tener dificultades para hacer cumplir las responsabilidades civiles contra la Compañía o sus directores y funcionarios.

La Compañía está organizada bajo las leyes de Argentina y su lugar principal de negocios está en Argentina. Prácticamente todos sus directores y funcionarios residen en Argentina. Además, la totalidad o una parte sustancial de sus activos y los activos de sus directores y funcionarios se encuentran en Argentina o en cualquier otro lugar fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede ser difícil para los tenedores de las Obligaciones Negociables efectuar la notificación del proceso dentro de los Estados Unidos a dichas personas o hacer cumplir las sentencias en su contra, incluida cualquier acción basada en responsabilidades civiles bajo las leyes federales de valores de los Estados Unidos u otras leyes de valores no argentinas. Con base en la opinión de los asesores legales argentinos de la Compañía, existe incertidumbre sobre la aplicabilidad contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o en acciones


Juan Martín Vico
Subdelegado


para hacer cumplir sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos, de responsabilidades basadas únicamente en las leyes federales de valores de los Estados Unidos u otras leyes de valores no argentinas. La ejecución de sentencias extranjeras sería reconocida y ejecutada por los tribunales de Argentina siempre que se cumplan los requisitos de la ley argentina. Consulte “*Notificación a los potenciales inversores – Ejecución de sentencias extranjeras*” en este Suplemento de Prospecto.

En el caso de un procedimiento de reorganización o un acuerdo preventivo extrajudicial, los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden votar de manera diferente a otros acreedores.

En caso de que la Compañía esté sujeta a procedimientos de reorganización judicial, *acuerdos preventivos extrajudiciales* y/o procedimientos similares, la normativa argentina vigente aplicable a las Obligaciones Negociables (incluida, entre otras, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estará sujeta a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras N° 24.522 (sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Concursos y Quiebras**”), y demás normas aplicables a las empresas en procedimientos de reestructuración y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables no pueden aplicarse.


La Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación para los tenedores de las Obligaciones Negociables diferente al utilizado por otros acreedores no garantizados a efectos del cálculo de las mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras (que requieren la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios (2/3) de la deuda no garantizada). De conformidad con este sistema, los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden tener un poder de negociación significativamente menor que otros acreedores financieros en caso de reorganización.

Además, la jurisprudencia ha establecido que los tenedores de obligaciones negociables que no asistan a una reunión para votar o que se abstengan de votar no serán contados a los efectos del cálculo de dichas mayorías. Como resultado de los procedimientos de reorganización, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede verse disminuido frente al resto de los acreedores financieros y comerciales de la Compañía. Los resultados empresariales y financieros de la Compañía dependen en gran medida de los resultados macroeconómicos.


Juan Martín Vico
Subdelegado

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Políticas de la Emisora” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

La siguiente sección constituye un resumen de la sección “*Información sobre los Directores, Gerentes, Miembros del Órgano de Fiscalización*” del Suplemento del Prospecto. Para mayor información, los potenciales inversores deberán revisar la sección correspondiente en el Suplemento del Prospecto.

Directores y Gerencia

Directores Titulares y Suplentes


En el cuadro que sigue a continuación, se detalla la composición actual del directorio de la Emisora, la clase de accionistas que los propuso y si revisten el carácter de “independiente” o “no independiente” conforme con los criterios establecidos en la normativa vigente de la CNV.

Nombre y apellido ⁽¹⁾	CUIT	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	20-29906892-8	Presidente	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Juan Pablo Freijo	20-30655054-4	Vicepresidente	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Nestor Rubén Raffaeli	20-13683522-0	Director titular	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Alain Petitjean	23-93654285-9	Director titular	14/04/2025	31/12/2026	A	Independiente
Román Edgardo Malceñido	20-30888390-7	Director titular	28/04/2026	31/12/2026	B	No independiente
Ignacio Noel	20-13417535-5	Director titular	14/04/2025	31/12/2026	B	No independiente
Adrián Jorge Meszaros	20-17606526-6	Director suplente	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Emilio Martín Nadra	20-22847784-3	Director suplente	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Pablo Alejandro Chebli	20-20335911-0	Director titular	28/04/2026	31/12/2026	A	No independiente
Rodrigo Fernández	20-31423022-2	Director suplente	14/04/2025	31/12/2026	A	No independiente
Pablo Javier González	20-20050097-1	Director suplente	14/04/2025	31/12/2026	B	No independiente
Matías María Brea	20-14455983-6	Director suplente	14/04/2025	31/12/2026	B	No independiente

(1) Conf forme fuera informado por el hecho relevante de fecha 10 de marzo de 2026, disponible en la AIF bajo el ID 3494126, los Sres. Daniel Alberto Kokogian, Fernando Víctor Peláez y Dante Ruben Patriiti han renunciado, en dicha fecha, a sus cargos de Directores Titulares Clase “A” de la Compañía, cargos que ocupaban desde su designación como tal por la asamblea general ordinaria de acciones de fecha 14 de abril de 2025. En su lugar, la asamblea de accionistas de la Compañía de fecha 28 de abril de 2026 designó a Pablo Alejandro Chebli como Director Clase B, con mandato hasta el 31 de diciembre de 2026.

(2) Conforme fuera informado en el aviso de hecho relevante de fecha 28 de abril de 2026, disponible en la AIF de la CNV bajo el ID N° 3515529, el Sr. Pablo Arnaude presentó su renuncia en dicha fecha a su cargo como Director Clase “B” de la Compañía, el cual ejercía desde su designación por la asamblea ordinaria de accionistas de fecha 14 de abril de 2025. En su lugar, la asamblea de accionistas de la Compañía de fecha 28 de abril de 2026 designó a Román Edgardo Malceñido como Director Clase B, con mandato hasta el 31 de diciembre de 2026.

(3) Gerentes de Primera Línea


Juan Martín Vico
Subdelegado

En el siguiente cuadro se detallan los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha de emisión del presente Prospecto, sus respectivos cargos y el año de su designación:


Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Designación
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	CEO – <i>Chief Executive Officer</i>	11/04/2025
Pablo Chebli	CUO – <i>Chief Upstream Officer</i>	11/04/2025
Emilio Nadra	CBO – <i>Chief Business Officer</i>	11/04/2025
Rodrigo Fernández	COS – <i>Chief of Staff</i>	04/11/2021
Juan Martín Vico	CFO – <i>Chief Financial Officer</i>	11/08/2025

Órgano de fiscalización

El siguiente cuadro incluye cierta información sobre los miembros de la comisión fiscalizadora de la Emisora:

Nombre y apellido	Cargo	Fecha de designación del cargo	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Carlos Oscar Fernando Bianchi	Síndico titular	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente
Carlos Fernando Bianchi	Síndico titular	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente
Mariano de Apellaniz	Síndico titular	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente
Juan Pablo Bianchi	Síndico suplente	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente
Héctor Oscar José Romero	Síndico suplente	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente
José María Aranguren	Síndico suplente	14/04/2025	31/12/2025	A	Independiente

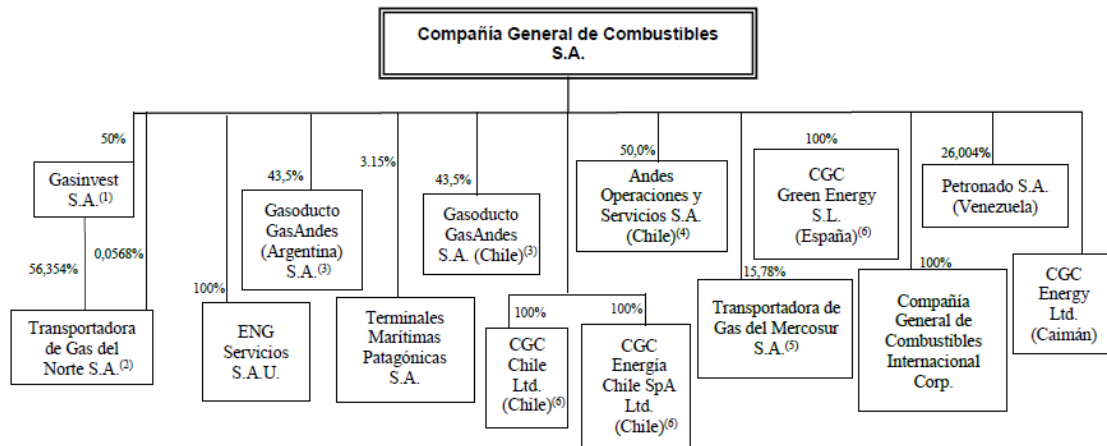
Carlos Oscar Fernando Bianchi es padre de los hermanos Carlos Fernando Bianchi y Juan Pablo Bianchi, y primo de Héctor Oscar José Romero. No hay otra relación familiar entre los miembros de la comisión fiscalizadora.


 Juan Martín Vico
 Subdelegado

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

La siguiente sección constituye un resumen de la sección “Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas” del Suplemento de Prospecto. Para mayor información, los potenciales inversores deberán revisar la sección correspondiente en el Suplemento de Prospecto.

El siguiente cuadro indica la estructura organizativa de la Emisora, incluyendo sus principales subsidiarias, a la fecha de este Suplemento de Prospecto Resumido.



(1) La Emisora es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0568% en TGN. El otro accionista principal de Gasinvest S.A. es Tecpetrol Internacional S.L.U. con un 50%.

(2) El otro accionista principal es Southern Cone Energy Holding Company Inc. con un 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público. De forma indirecta, a través de Gasinvest S.A., la Emisora tiene participaciones en TGN por un 28,17%.

(3) Los otros accionistas principales son Aprovisionadora Global de Energía S.A., con un 43,5% y AES Andes S.A., con 13,0%.

(4) El 50,0% restante del capital se encuentra en manos de Aprovisionadora Global de Energía S.A.

(5) Los otros principales accionistas son Total Gas y Electricidad Argentina S.A. con 32,68%, Tecpetrol S.A. con un 31,54%, Central Puerto S.A. con un 20,00%.

(6) Fuente: Información interna de la Emisora.

Accionistas Principales

Tenencias de los principales accionistas

Con fecha 23 de mayo de 2025 la continuación de la asamblea general extraordinaria de accionistas de la Emisora de fecha 25 de abril de 2025 resolvió: (i) aumentar el capital social de la Emisora de \$399.137.856 a \$99.761.469.113 representado por (i) 74.102.019.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso \$1 cada una y con derecho a cinco votos por acción, de las cuales: (a) 51.871.413.862 son acciones Clase “A”; y (b) 22.230.605.994 son acciones Clase “B”, y (ii) 25.659.449.257 acciones preferidas, nominativas no endosables, de valor nominal \$1, sin derecho a voto y convertibles en acciones ordinarias, a ser emitidas con una prima de emisión de \$5,518066632 por acción. Conforme la reforma estatutaria decidida en la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas Clase “A” y “B” del 12 de julio de 2023, podrán emitirse acciones Clase “C” para atender a los pedidos de conversión de las Obligaciones Negociables Convertibles, en los términos que se detallan más adelante en esta sección.

Los accionistas de la Emisora son actualmente los siguientes:

Accionista	Acciones Ordinarias	Acciones Preferidas
Latin Exploration S.L.	51.871.413.862 clase “A”	25.659.449.257 ⁽¹⁾

Juan Martín Vico
Juan Martín Vico
Subdelegado

Sociedad Comercial del Plata S.A.	22.230.605.994 clase "B"	-
Total	74.102.019.856	25.659.449.257

- (1) Sociedad Comercial del Plata S.A., en su carácter de accionista de la sociedad, y PBB Polisor S.R.L. y Dow Investment Argentina S.R.L., en su carácter de tenedores de obligaciones negociables convertibles en acciones, renunciaron a su derecho de suscripción preferente con relación al aumento de capital puesto a consideración en la continuación de la asamblea general extraordinaria de accionistas del 25 de abril de 2025. En dicho contexto, Latin Exploration S.L.U. suscribió la totalidad de las Acciones Preferidas a emitirse, cuya integración, por la suma de \$167.250.000.000, es equivalente al aporte que ha comprometido, de US\$150.000.000, al tipo de cambio comprador del Banco de la Nación Argentina del cierre del día 22 de mayo de 2025 (\$1.115).

Información de los accionistas principales

Latin Exploration S.L.U.

Latin Exploration S.L.U. es una sociedad de responsabilidad limitada unipersonal constituida por tiempo indefinido en las Islas Canarias, Santa Cruz de Tenerife, con fecha 30 de noviembre de 2005, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid Ignacio Martín-Gil Vich, bajo el número de orden del protocolo 4853 e inscrita en el Registro Mercantil de Santa Cruz de Tenerife al Tomo 2778, Folio 17, hoja número TF-38249, inscripción 1ª. Asimismo, dicha sociedad se encuentra registrada bajo el número de identificación fiscal B-84522606, y domiciliada en Serrano 41, planta 4º, 28001, Madrid, España. Se encuentra inscrita ante la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires bajo el número de folio 5258, legajo N° 1/141235, de conformidad con el artículo 123 de la Ley N° 19.550.


En abril de 2013, S.A. Exploration Corp., titular del 100% de las acciones de Latin Exploration S.L.U, transfirió la totalidad de su participación accionaria en dicha sociedad, a Cedikor S.A., una sociedad anónima constituida en la República Oriental del Uruguay, con domicilio en Plaza Cagancha 1145, piso 4º, Montevideo.

Con fecha 29 de abril de 2013, se presentó ante la CNDC, la solicitud de autorización de la transferencia accionaria antes mencionada. La misma fue otorgada en fecha 26 de abril de 2017. Con fecha 19 de noviembre de 2015, Cedikor S.A. (controlante indirecto de la Emisora) transfirió a A.C.I. Capital S.à r.l. la totalidad de su participación accionaria en Latin Exploration S.L.U. (controlante directo de la Emisora). A.C.I. Capital S.à r.l. es una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-1643 Luxemburgo, 4, rue de la Greve. Dicha transferencia fue perfeccionada con fecha 21 de diciembre de 2015.

A.C.I. Capital S.à r.l. es controlada por Corporación América Internacional S.à r.l. una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-1643 Luxemburgo, 4, rue de la Greve. A su vez, Corporación América Internacional S.à r.l. es controlada por Southern Cone Foundation, una fundación constituida bajo las leyes del Principado de Liechtenstein, con sede social en Vaduz.

El propósito de la fundación es administrar sus activos a través de decisiones adoptadas por su Directorio independiente. Conforme la información que posee y tiene conocimiento la Emisora, los potenciales beneficiarios de dicha fundación son miembros de la familia Eurnekian e instituciones religiosas, de caridad y educativas.

Sociedad Comercial del Plata S.A.


Juan Martín Vico
Subdelegado

Sociedad Comercial del Plata S.A. es una sociedad anónima constituida e inscripta el 7 de junio de 1927 en la IGJ bajo el N° 98, del Libro 41, Folio 580, Tomo "A" de Sociedades Anónimas, con sede social en Esmeralda 1320, piso 7 "A", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sociedad Comercial del Plata S.A. lista sus acciones en BYMA, y se encuentra sujeta a sus regulaciones y a las de la CNV.

La Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales, promulgada el 27 de diciembre de 2012, reglamentada por el Decreto Reglamentario N° 1023/2013, define en su Art. 2 como "controlante", "grupo controlante" o "grupos de control" a las personas físicas o jurídicas que posean en forma directa o indirecta, individual o conjuntamente, según el caso, una participación por cualquier título en el capital social o valores con derecho a voto que, de derecho o de hecho, en este último caso si es en forma estable, les otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en asambleas ordinarias o para elegir o revocar la mayoría de los directores o consejeros de vigilancia.

Información sobre los derechos de los accionistas principales de acuerdo al estatuto de la Emisora

De acuerdo con el estatuto de la Emisora (conforme fuera reformado en virtud de lo resuelto por los accionistas con fecha 23 de mayo de 2025 en la continuación de la asamblea general extraordinaria de fecha 25 de abril de 2025), los accionistas Clase B que representen al menos el 24% del capital social tienen el derecho de elegir dos directores titulares y dos directores suplentes. Para el caso de que las acciones clase "C" representen como mínimo el 10% del capital social, los titulares de dichas acciones tendrán derecho a designar un director titular y un director suplente. Los restantes miembros del Directorio son elegidos por la clase A de accionistas.

En el caso de transferencias de acciones a un tercero de buena fe por cualquiera de los accionistas Clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la transferencia del control de la Emisora, todos o cualquiera de los accionistas Clase B y de los accionistas Clase C tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de la Emisora en los mismos términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas Clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta.

En el caso de transferencias de acciones a un tercero de buena fe por accionistas Clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de venta de la totalidad de las acciones Clase A, y de estar referida la oferta de dicho tercero a la totalidad del capital accionario, los accionistas Clase B y de los accionistas Clase C tendrán la obligación de vender sus acciones bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos por el tercero.


Información sobre acuerdos entre los accionistas de la Emisora

Los accionistas de la Emisora no son parte de ningún acuerdo de accionistas o de sindicación de acciones.

Variaciones significativas en los últimos dos años en relación con la tenencia accionaria de la Emisora

Durante los últimos dos años, no ha habido variaciones significativas en relación con la tenencia accionaria de la Emisora.

Transacciones con partes relacionadas


Juan Martín Vico
Subdelegado

La Emisora ha llevado a cabo, y espera seguir llevando a cabo, transacciones con partes relacionadas, sin carácter limitativo, las transacciones que se describen más adelante. Para mayor información con respecto a las transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 33 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

Préstamo con AA2000


Para mayor información ver “*Información Financiera - Capitalización y Endeudamiento - Endeudamiento de partes relacionadas - Préstamo con AA2000 – Cesión a Corporación América S.A.*” en el Suplemento de Prospecto.

Préstamos en Curso

De acuerdo con los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, no existieron créditos por ventas o préstamos a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes en segundo grado inclusive.


Interés de Expertos y Asesores

Ninguno de los expertos y asesores designados por la Emisora en relación con este Suplemento de Prospecto Resumido es empleado de la Emisora sobre una base contingente, ni posee acciones de la Emisora o de sus subsidiarias, o tiene un interés económico importante, directo o indirecto, en la Emisora o que depende del éxito de la oferta de valores negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente.


Juan Martín Vico
Subdelegado

ACTIVOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA


Para información sobre los activos tangibles e intangibles relevantes de la Emisora ver la sección “*Información de la Emisora*” en el Suplemento de Prospecto Resumido. En relación con la política de inversiones y ambiental, ver también las secciones “*Políticas de la Emisora*” e “*Información Financiera—Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora—Programa de Exploración y Desarrollo*”. Dichas secciones deben leerse conjuntamente con los Estados Financieros Anuales Auditados en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2025, incorporados por referencia al Suplemento de Prospecto, y con la sección “*Factores de Riesgo*”.



Juan Martín Vico
Subdelegado

INFORMACIÓN FINANCIERA

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Información Financiera” en el Suplemento de Prospecto.



Juan Martín Vico
Subdelegado

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Plan de Distribución” en el Suplemento de Prospecto.


GASTOS DE LA EMISIÓN

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Gastos de la Emisión” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


CONTRATO DE COLOCACIÓN

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Plan de Distribución” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


HECHOS POSTERIORES

Para obtener más información respecto al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Hechos Posteriores” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado


INFORMACIÓN ADICIONAL

Para obtener más información al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Información Adicional” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

RESTRICIONES A LA TRANSFERENCIA

Para obtener más información al presente acápite, se recomienda a los posibles inversores revisar cuidadosamente la sección “Restricción a la Transferencia” en el Suplemento de Prospecto.


Juan Martín Vico
Subdelegado

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 presentado de manera comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, disponibles en la página *web* de la CNV, ítem “*Información Financiera*”, bajo el ID N° 3496986, se considerarán incorporados al Suplemento de Prospecto mediante referencia y formarán parte integrante del mismo.

Se facilitarán sin cargo copias de todos los documentos incorporados por referencia en el presente Prospecto en la sede social de la Emisora, sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en día hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax (5411) 4849-6100. Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio *web* institucional de la Emisora (<http://www.es.cgc.energy>).

Abreviaturas y otras cuestiones

Moneda


Salvo indicación en contrario, todas las referencias en este Suplemento de Prospecto Resumido a “pesos” o “\$” se refieren a pesos argentinos y todas las referencias a “dólares” o “US\$” se refieren a dólares estadounidenses.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este Suplemento de Prospecto Resumido (incluyendo porcentajes) y en los estados financieros mencionados en este Suplemento de Prospecto Resumido, han sido sujetos a ajustes por redondeo para facilitar su presentación. Concordantemente, las cifras incluidas para las mismas categorías e incluidas en diferentes tablas o partes de este Suplemento de Prospecto Resumido y en los estados financieros mencionados, pueden presentar variaciones menores y las cifras totales incluidas en ciertas tablas o cuadros podrían no ser el total aritmético de todas las cifras que la preceden.

Información económica, de la industria y del mercado

La información económica, de la industria y del mercado y cualquier otra información estadística utilizada a lo largo de este Suplemento de Prospecto Resumido está basada en información publicada por organismos gubernamentales, tales como el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), el INDEC, el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (“**ENRGE**”), el Banco Central y otras fuentes independientes, tales como el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“**IAPG**”). Cierta información se encuentra basada en estimaciones de la Emisora que derivan de la revisión de estudios internos, así como de fuentes independientes. Aunque la Emisora considera que dichas fuentes son confiables, no ha verificado independientemente dicha información y no puede garantizar su precisión y completitud.


Juan Martín Vico
Subdelegado

EMISORA

Compañía General de Combustibles S.A.
Bonpland 1745
C1414CMU - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

COLOCADORES LOCALES

BALANZ

Balanx Capital Valores S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N°210 de la CNV



Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N° 22 de la CNV



Banco Santander Argentina S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N° 72 de la CNV



Cucchiara y Cía S.A.
Agente de Liquidación y Compensación
Integral
Matricula CNV N° 265



**Industrial and Commercial Bank of China
(Argentina) S.A.U.**
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N° 74 de la CNV



Latin Securities S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N° 31 de la CNV



Macro Securities S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matricula N°59 de la CNV



One618 Financial Services S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación
y Agente de Negociación Integral
Matricula CNV N° 44

FIDUCIARIO, AGENTE DE REGISTRO, AGENTE DE PAGO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

The Bank of New York Mellon
240 Greenwich Street, 7E
Nueva York, Nueva York 10286
Estados Unidos

REPRESENTANTE DEL FIDUCIARIO EN ARGENTINA, AGENTE DE REGISTRO, AGENTE DE PAGO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

Banco Santander Argentina S.A.
Bartolomé Mitre 480
(C1036AAH) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Price Waterhouse & Co. S.R.L.
Bouchard 557, piso 8
C1106ABG - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Respecto de las Leyes de los Estados Unidos

Milbank
55 Hudson Yards
Nueva York, Nueva York 10001-2163
Estados Unidos

Respecto de las Leyes de la República Argentina

Bomchil
Av. Corrientes 420
(C1043AAR) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina


ASESORES LEGALES DE LOS COLOCADORES LOCALES

Respecto de las Leyes de los Estados Unidos

Davis Polk & Wardwell LLP
450 Lexington Avenue
Nueva York, Nueva York 10017
Estados Unidos

Respecto de las Leyes de la República Argentina

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 239, Planta Baja
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina


Juan Martín Vico
Subdelegado