



PAN AMERICAN ENERGY, S.L., SUCURSAL ARGENTINA

**Obligaciones Negociables Clase 43 a tasa de interés fija con vencimiento a los once (11) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, por un valor nominal total de hasta US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta US\$500.000.000 (Dólares Estadounidenses quinientos millones), garantizadas por Pan American Energy, S.L. (las “Obligaciones Negociables”).**

Por medio del presente suplemento de prospecto (el “**Suplemento**”), Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina (la “**Emisora**” o la “**Sucursal**”, indistintamente), sucursal argentina de Pan American Energy, S.L., una sociedad organizada en el Reino de España (“**Pan American**” o la “**Garante**”, indistintamente), ofrece sus obligaciones negociables clase 43 a tasa de interés fija, con vencimiento a los once (11) años desde la Fecha de Emisión y Liquidación (según este término se define más adelante), según se informe oportunamente en el Aviso de Resultados (según este término se define más adelante), por un valor nominal total de hasta US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta US\$500.000.000 (Dólares Estadounidenses quinientos millones) (el “**Monto Máximo**”), a ser emitidas bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el “**Régimen de Emisor Frecuente**”), las cuales estarán incondicional e irrevocablemente garantizadas por la Garante, según se detalla más adelante.

Este Suplemento es complementario a, y deberá leerse junto con el, prospecto de emisor frecuente de la Sucursal de fecha 9 de abril de 2025 (el “**Prospecto**”), autorizado por la Comisión Nacional de Valores (la “**CNV**”) para la emisión de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, publicado en el sitio web de la CNV, <https://www.argentina.gob.ar/cnv> (el “**Sitio Web de la CNV**”) bajo el ítem: “**Empresas**”, en el sitio web institucional de la Emisora ([www.pan-energy.com](http://www.pan-energy.com)) (el “**Sitio Web de la Emisora**”), y que fuera publicado en su versión resumida el 9 de abril de 2025, en el boletín diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “**BCBA**”), en virtud del ejercicio de las facultades delegadas por Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“**BYMA**”) a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV (el “**Boletín Diario de la BCBA**”).

Pan American garantizará incondicional e irrevocablemente las Obligaciones Negociables de la Sucursal con una garantía denominada en el presente Suplemento como la “**Garantía**”. Mediante la Garantía, la Garante garantiza el pago de las Obligaciones Negociables en los términos establecidos en el presente Suplemento.

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa de interés fija desde la Fecha de Emisión y Liquidación y serán abonados semestralmente por semestre vencido, según se detallará oportunamente en el Aviso de Resultados.

El capital de las Obligaciones Negociables será amortizado en tres (3) cuotas anuales y consecutivas a partir de la fecha en que se cumplan nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados y según se detalla a continuación: (i) en la fecha que corresponde a nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, (ii) en la fecha que corresponde a diez (10) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, y (iii) en la Fecha de Vencimiento, una suma equivalente al 34% del capital original de las Obligaciones Negociables.

La Emisora pagará los importes de capital e intereses respecto de las Obligaciones Negociables en Dólares Estadounidenses en el exterior, sin retención o deducción por, o a cuenta de, impuestos gravados por la Argentina, sujeto a ciertas excepciones previstas en este Suplemento, de acuerdo a las regulaciones aplicables.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, con garantía común y sin garantía especial ni garantía de terceros, salvo por la Garantía. Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones no subordinadas, y (i) tendrán, al menos, igual prioridad de pago en todo momento que todo otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro, de la

Sucursal y de la Garante (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por imperio de la ley, incluyendo, sin limitación, créditos laborales e impositivos); y (ii) tendrán mayor prioridad de pago que cualquier otro endeudamiento subordinado, presente y futuro, de la Sucursal y de la Garante, si lo hubiera.

La Garantía constituirá una obligación directa, incondicional y no subordinada de la Garante y tendrá en todo momento, como mínimo, igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas existentes y futuras de la Garante (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por imperio de la ley).

La Emisora ha solicitado autorización para el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA, a través de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y ha solicitado autorización para la negociación de las Obligaciones Negociables en A3 Mercados S.A. (“**A3 Mercados**”). La Sucursal no puede asegurar que dichas autorizaciones serán otorgadas, o que, una vez otorgadas, las Obligaciones Negociables continuarán listando y/o negociándose en dichos mercados.

Las Obligaciones Negociables constituirán, una vez emitidas, obligaciones negociables simples no convertibles en acciones y se emitirán y colocarán conforme a la Ley N°23.576 (junto con sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), la Ley N°26.831 (junto con sus modificatorias, complementarias y reglamentarias incluyendo, sin limitación, la Ley N°27.440 de Financiamiento Productivo, junto con sus modificatorias, complementarias y reglamentarias (la “**Ley de Financiamiento Productivo**”), y el Decreto N°1023/2013, según fuera modificado y/o complementado, la “**Ley de Mercado de Capitales**”), las normas de la CNV, texto ordenado según la Resolución General N°622/2013 (junto con sus modificatorias y complementarias, las “**Normas de la CNV**”), y cualquier otra ley y/o reglamentación aplicable, y gozarán de los beneficios establecidos en dichas normas, y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento establecidos en las mismas.

Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por resolución del representante legal de la Emisora (el “**Representante Legal**”), de fecha 10 de diciembre de 2025 (el “**Acta del Representante Legal**”), y por acta de subdelegado de fecha 5 de enero de 2026.

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo local. A nivel internacional, la calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables será, en caso de existir, oportunamente informada a través de un aviso complementario a este Suplemento. Para mayor información véase “*Calificación de Riesgo*” en este Suplemento.

**Registro de Emisor Frecuente N°12 otorgado por Disposición N°DI-2020-34-APN-GE#CNV de fecha 3 de julio de 2020 de la Gerente de Emisoras de la CNV para la emisión de obligaciones negociables por un monto de hasta US\$600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) (o su equivalente en otras monedas), a ser emitidas en tramos, sin posibilidad de reemisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente (la “Disposición de Julio de 2020”), el cual fuera ampliado hasta la suma de US\$1.250.000.000 (Dólares Estadounidenses mil doscientos cincuenta millones) (o su equivalente en otras monedas) mediante la Disposición N°DI-2020-42-APN-GE#CNV de fecha 4 de septiembre de 2020 de la Gerente de Emisoras de la CNV (la “Disposición de Septiembre de 2020”), y el cual fuera ampliado hasta la suma de US\$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) mediante la Disposición N°DI-2021-9-APN-GE#CNV de fecha 29 de marzo de 2021 de la Gerente de Emisoras de la CNV (la “Disposición de Marzo de 2021”). El Registro de Emisor Frecuente fue ratificado y ampliado hasta la suma de US\$3.000.000.000 (Dólares Estadounidenses tres mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) por Disposición N°DI-2022-14-APN-GE#CNV de fecha 5 de mayo de 2022 de la Gerente de Emisoras de la CNV (la “Disposición de Mayo de 2022”). Mediante la Disposición N°DI-2023-18-APN-GE#CNV de la Gerente de Emisoras de la CNV de fecha 11 de mayo de 2023 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sucursal por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) (la “Disposición de Mayo de 2023”). Asimismo, mediante la Disposición N°DI-2024-19-APN-GE#CNV de la Gerente de Emisoras de la CNV de fecha 4 de abril de 2024 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sucursal por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) (la “Disposición de Abril de 2024”). Adicionalmente, mediante la Disposición N°DI-2025-50-APN-GE#CNV de la Gerente de Emisoras de la CNV de fecha 9 de abril de 2025 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sucursal por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta**

la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) (la “Disposición de Abril de 2025” y junto con la Disposición de Julio de 2020, la Disposición de Septiembre de 2020, la Disposición de Marzo de 2021, la Disposición de Mayo de 2022, la Disposición de Mayo de 2023, y la Disposición de Abril de 2024, las “Disposiciones de la CNV”). Las mencionadas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV, BYMA y A3 Mercados no han emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto y en el presente Suplemento. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Suplemento es exclusiva responsabilidad del Representante Legal y, en lo que les atañe, de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan y demás responsables contemplados en los Artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El Representante Legal manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Suplemento 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 aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, en relación con la información vinculada con los mismos, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del presente Suplemento sólo serán responsables por la parte de esa información sobre la que emitieron opinión. La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el presente Suplemento sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actual de la Emisora, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración. La Emisora declara, bajo juramento, que los datos consignados en el Prospecto y en el Suplemento son correctos y completos, que no se ha omitido ni falseado dato alguno que deba contener, y que el contenido del mismo constituye fiel expresión de la verdad. 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.

De acuerdo con lo establecido en la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, la oferta pública de las Obligaciones Negociables se encuentra comprendida dentro de las Disposiciones de la CNV, en virtud de lo establecido por el Artículo 36 (siguientes y concordantes) de la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. El presente Suplemento no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV, ni por BYMA, ni por A3 Mercados. De acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 38 de la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco (5) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables, la Emisora presentará ante la CNV la documentación definitiva relativa a las mismas.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección “Factores de Riesgo” en el Prospecto y en la sección “Factores de Riesgo” de este Suplemento, así como la información que se describe bajo los títulos “Información Adicional—c) Controles de Cambio”, “Información Adicional—d) Carga Tributaria” e “Información Adicional—g) Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo” en el Prospecto, entre otra información contenida en el Prospecto y en este Suplemento.

El presente Suplemento debe leerse juntamente con el Prospecto. Ambos documentos se encuentran a disposición del público inversor en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de la CNV, en el sitio web de BYMA, <https://open.bymadata.com.ar> (el “Sitio Web de BYMA”), y en el Sitio Web de A3 Mercados, <https://marketdata.mae.com.ar/> (el “Sitio Web de A3 Mercados”).

En la Argentina, la oferta de suscripción de las Obligaciones Negociables estará destinada al público inversor en general y será realizada por intermedio de los Colocadores Locales (según este término se define más adelante) de conformidad con y sujeto a los términos y condiciones previstos en el contrato de colocación local. En los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables solo podrán ser ofrecidas y vendidas a “compradores institucionales calificados” (“qualified institutional buyers”) de acuerdo con la Rule 144A (“Regla 144A”) bajo la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados

Unidos (la “Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos”) y sus modificatorias. Fuera de los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas y vendidas a ciertas personas que no sean estadounidenses bajo la Regulation S (“Regulación S”) de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (conjuntamente con la oferta bajo la Regla 144A, la “Oferta Internacional”).

El presente Suplemento y el Prospecto no constituyen una oferta de venta ni una invitación a comprar las Obligaciones Negociables, y no está permitido realizar una venta de dichas obligaciones negociables en ningún estado de los Estados Unidos ni en ninguna otra jurisdicción en la cual dicha oferta o venta no estuviera permitida de conformidad con las leyes de dicha jurisdicción. Las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, ni bajo otras leyes aplicables en otras jurisdicciones (con excepción de la Argentina). Cualquier oferta de las Obligaciones Negociables a ser realizada en los Estados Unidos o en cualquier otra jurisdicción (con excepción de la Argentina) será realizada exclusivamente a través de un prospecto (*offering memorandum*), redactado en idioma inglés, que podrá obtenerse de parte de los Compradores Iniciales (según este término se define más adelante) y que contendrá información sustancialmente similar a la de este Suplemento y a la información del Prospecto. Dicho documento no se encuentra sujeto a la autorización de la CNV.

**Se informa con carácter de declaración jurada que la Emisora, la Garante, sus respectivos beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el 10% del capital o de los derechos a voto de la Emisora y/o de la Garante, según fuera el caso, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre las mismas, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.**

Se prevé que las Obligaciones Negociables estén disponibles para su distribución en forma escritural por intermedio de The Depository Trust Company y sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear S.A./N.V, como operador de Euroclear System, y Clearstream Banking, *société anonyme*.

*Colocadores Locales*

**BALANZ**

**Balanx Capital Valores S.A.U.**

Agente de Liquidación y  
Compensación y Agente de  
Negociación Integral Matrícula  
CNV N°210.

 **Galicia**

**Banco de Galicia y Buenos Aires  
S.A.**

Agente de Liquidación y  
Compensación y Agente de  
Negociación Integral Matrícula  
CNV N°22.

 **Santander**

**Banco Santander Argentina S.A.**

Agente de Liquidación y  
Compensación y Agente de  
Negociación Integral Matrícula  
CNV N°72.

La fecha de este Suplemento es 5 de enero de 2026.

## ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES .....	6
OFERTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES .....	9
PLAN DE DISTRIBUCIÓN .....	50
FACTORES DE RIESGO .....	58
INFORMACIÓN FINANCIERA .....	73
MARCO REGULATORIO .....	83
DESTINO DE LOS FONDOS .....	113
GASTOS DE EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES .....	114
CALIFICACIÓN DE RIESGO .....	115
CONTRATO DE COLOCACIÓN .....	116
INFORMACIÓN DE LA GARANTE .....	117
INFORMACIÓN ADICIONAL .....	194

## NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en el Prospecto y en este Suplemento (complementados por los avisos complementarios y actualizaciones correspondientes). El presente Suplemento se emite en forma complementaria al Prospecto, y describe ciertos términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables. En el presente, los términos utilizados y no definidos mantendrán los respectivos significados que se les otorga en el Prospecto. Serán de aplicación los términos y condiciones establecidos en el Prospecto, de acuerdo a como los mismos son complementados por el presente Suplemento.

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, de la Garante, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El Prospecto y este Suplemento constituyen los documentos básicos a través de los cuales se realiza la oferta pública de las Obligaciones Negociables. El contenido del Prospecto y/o de este Suplemento no debe ser interpretado como asesoramiento legal, regulatorio, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, regulatorios, comerciales, financieros, cambiarios, impositivos y/o de cualquier otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

En caso de distribuirse suplementos de prospecto preliminares (con la leyenda correspondiente), conforme lo previsto en el Artículo 8, Sección II, Capítulo IX, Título II de las Normas de la CNV, los mismos serán confeccionados por la Emisora únicamente para ser utilizados en relación con la oferta y colocación de las Obligaciones Negociables descritas en ese documento. La recepción de dichos documentos preliminares es personal para cada destinatario de la oferta y no constituye una oferta a ninguna otra persona o al público en general para que suscriba o de otro modo adquiera las Obligaciones Negociables. La distribución de dichos documentos preliminares a cualquier persona distinta de dicho destinatario de la oferta y de las personas, en su caso, contratadas para asesorar a dicho destinatario de la oferta en relación con los títulos no está autorizada, y cualquier manifestación de cualquier parte de su contenido, sin el previo consentimiento por escrito de la Emisora, está prohibida. Cada destinatario de la oferta preliminar, al aceptar recibir dichos documentos preliminares, acuerda lo manifestado en este párrafo y a no distribuir ningún documento allí mencionado.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 36 (siguientes y concordantes) de la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, la oferta pública de las Obligaciones Negociables se encuentra comprendida dentro de las Disposiciones de la CNV. El presente Suplemento no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV, BYMA, ni por A3 Mercados. De acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 38 de la Sección VI, Título II, Capítulo V de las Normas de la CNV, dentro de los cinco (5) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables la Emisora presentará ante la CNV la documentación definitiva relativa a las mismas.

Las Obligaciones Negociables no han sido autorizadas para su oferta pública en jurisdicción diferente de la Argentina ni han sido ni serán registradas ante ningún otro organismo de contralor diferente de la CNV en la Argentina. El Prospecto y este Suplemento están destinados exclusivamente a la oferta pública de las Obligaciones Negociables dentro del territorio de la Argentina. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas ni vendidas, directa ni indirectamente, y ni el Prospecto, ni este Suplemento, ni ningún otro documento de la oferta podrán ser distribuidos o publicados en ninguna otra jurisdicción, salvo en circunstancias que resulten en el cumplimiento de las leyes o reglamentaciones aplicables.

Ni el Prospecto ni este Suplemento constituyen una oferta de venta, y/o una invitación a formular Manifestaciones de Interés (según este término se define más adelante), de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de esa oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; y/o (ii) para aquellas personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes de los denominados países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales no considerados “cooperantes a los fines de la transparencia fiscal” o considerados de “baja o nula tributación”, y/o para aquellas personas o entidades que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilicen cuentas bancarias localizadas o abiertas en los denominados países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados y regímenes tributarios especiales no considerados “cooperantes a los fines de la transparencia fiscal” o considerados de “baja o nula tributación”. Adicionalmente, ni el Prospecto ni este Suplemento constituyen una oferta de venta, y/o una invitación a formular Manifestaciones de Interés de las Obligaciones Negociables, en el Reino de España. Para más información véase “*Plan de Distribución—Adjudicación*” en este Suplemento.

El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y/o este Suplemento y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran esas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni la Garante ni los Colocadores Locales tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a las normas vigentes.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas en los términos de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos ni de ninguna norma de títulos valores estatales de los Estados Unidos. Por lo tanto, las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas ni vendidas dentro de los Estados Unidos ni a, o por cuenta o beneficio de, cualquier persona estadounidense, a menos que la oferta o venta califique para una exención de registro bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos y las normas de títulos valores estatales de los Estados Unidos que resulten aplicables. En consecuencia, en los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables solo serán ofrecidas y vendidas a “compradores institucionales calificados” (“*qualified institutional buyers*”) de acuerdo con la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos. Fuera de los Estados Unidos, las Obligaciones Negociables serán ofrecidas y vendidas a ciertas personas que no sean estadounidenses bajo la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos.

No se ha autorizado a los Colocadores Locales ni a ninguna otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el Prospecto y/o en este Suplemento y, si se brindara información y/o efectuaran declaraciones, tal información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los Colocadores Locales. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al Prospecto o al Suplemento deberá dirigirse a la Emisora o a los Colocadores Locales, a los domicilios detallados en la última página del presente Suplemento.

La Emisora es una sucursal de la Garante inscrita en la Argentina de acuerdo con los Artículos 118 y 123 de la Ley General de Sociedades N°19.550 (junto con sus modificatorias, complementarias y reglamentarias, la “**Ley General de Sociedades**”).

Ni la entrega del Prospecto y/o de este Suplemento, ni el ofrecimiento y/o la venta de Obligaciones Negociables en virtud de éstos, en ninguna circunstancia, significará que la información contenida en el Prospecto y/o en este Suplemento es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha del Prospecto y/o de este Suplemento, según corresponda. No podrá considerarse que la información contenida en este Suplemento constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

La Emisora ha designado a los Compradores Iniciales para la oferta de las Obligaciones Negociables fuera de la Argentina y a los Colocadores Locales para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en la Argentina. Los Compradores Iniciales sólo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés de inversores fuera de la Argentina, mientras que los Colocadores Locales sólo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés de inversores en la Argentina. Los inversores que remitan Manifestaciones de Interés a los Colocadores Locales deberán brindar a los Colocadores Locales la información que les permita verificar que se trata de una orden cuyo titular o beneficiario final es una persona humana o jurídica residente en la Argentina.

Toda persona que suscriba las Obligaciones Negociables reconoce que se le ha brindado la oportunidad de solicitar a la Emisora, y de examinar, y ha recibido y examinado, toda la información adicional que consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en el Prospecto y/o en este Suplemento, y/o para complementar tal información.

Las referencias a cualquier norma contenida en este Suplemento son referencias a dichas normas incluyendo sus modificatorias y reglamentarias.

Véase “*Factores de Riesgo*” en el Prospecto y “*Factores de Riesgo*” en el presente Suplemento, para una descripción de ciertos riesgos significativos relacionados con la inversión en las Obligaciones Negociables.

**Las Obligaciones Negociables cumplen con los requisitos establecidos por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables pero no cumplen con los requisitos previstos en el Decreto N°621/2021. Para obtener información relativa a la normativa vigente en materia de carga tributaria, véase la sección “*Información Adicional— Carga Tributaria*” del Prospecto.**

***Advertencia***

Las Obligaciones Negociables no cuentan con un mercado de negociación preestablecido, por lo que la Emisora no puede brindar garantía alguna sobre la liquidez, ni sobre la creación de un mercado de negociación para las mismas; para mayor información, véase “Factores de Riesgo— Factores de Riesgo Relacionados con las Obligaciones Negociables y la Garantía— La ausencia de un mercado para las Obligaciones Negociables podría afectar en forma adversa su liquidez” en el presente Suplemento.

Los Compradores Iniciales y los Colocadores Locales podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de las Obligaciones Negociables, una vez que éstas ingresaron en la negociación secundaria, conforme con el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV y demás normas vigentes. En caso de ser efectuadas, dichas operaciones deberán ajustarse a las siguientes condiciones: (i) el Prospecto y/o el Suplemento correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones; (ii) podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión; (iii) no podrán extenderse más allá de los primeros treinta (30) días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria de las Obligaciones Negociables en el mercado; (iv) podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien las Obligaciones Negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública; (v) no podrán efectuarse a precios superiores a aquellos a los que se hayan negociado las Obligaciones Negociables en los mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución; y (vi) los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

#### ***La Sucursal como Emisora, Pan American como Garante***

La Sucursal recibe tratamiento de entidad jurídica independiente a efectos impositivos y regulatorios en la Argentina. Está obligada en consecuencia a cumplir con los requisitos impositivos y regulatorios argentinos como si fuera una entidad jurídica independiente. En consecuencia, la Sucursal es la emisora de las Obligaciones Negociables. Para asegurar a los suscriptores de las Obligaciones Negociables que la totalidad de los activos e ingresos de Pan American se encuentran a disposición en respaldo de las obligaciones de pago de la Emisora en virtud de las Obligaciones Negociables, Pan American Energy, S.L. (Reino de España) (que incluye a la Sucursal) actúa, en virtud de la Garantía, como garante de las obligaciones de la Sucursal en relación con las Obligaciones Negociables.

#### ***Ciertas Definiciones***

A los fines de este Suplemento, “**Argentina**” significa la República Argentina, “**Pesos**” o “**Ps.**” o “**\$**” significa la moneda de curso legal en la Argentina, “**Estados Unidos**” significa los Estados Unidos de América, “**Dólares Estadounidenses**” o “**US\$**” significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos, “**Día Hábil**” significa un día que no sea sábado, domingo o cualquier día en el que las entidades bancarias se encuentren autorizadas a cerrar, o la ley así les exija, en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

#### ***Información sobre la Industria y el Mercado***

La información de mercado y otra información estadística utilizada en el presente Suplemento se basa en datos recolectados por la Secretaría de Energía (la “**SE**” o la “**Secretaría de Energía**” indistintamente), el Ministerio de Economía de la Nación, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“**INDEC**”), y el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (“**IAPG**”), entre otras fuentes, y disponibles a través de dichos organismos. Ciertos datos también se basan en estimaciones de la Emisora, que derivan de la revisión de estudios internos por parte de la Emisora y de Pan American así como de fuentes independientes. Si bien la Emisora considera que estas fuentes son confiables, no ha verificado de manera independiente la información y no puede garantizar su exactitud o integridad. En el mismo sentido, los estudios internos de la Emisora, las proyecciones de la industria y las investigaciones de mercado, que la Emisora considera confiables en base al conocimiento de la industria que posee la gerencia, no han sido verificados por fuentes independientes. Particularmente, las proyecciones podrían ser inexactas, especialmente a lo largo de, o en relación con, períodos de tiempo extensos. Asimismo, la Emisora no conoce qué tipo de supuestos fueron utilizados para preparar dichas proyecciones.



## OFERTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

### a) Resumen de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables

*La siguiente descripción destaca información importante sobre esta oferta. Este resumen complementa la información incluida en el Prospecto. Los términos en mayúsculas utilizados en el presente y no definidos de otro modo tendrán los significados establecidos en el Prospecto. Asimismo, los términos definidos se utilizan indistintamente en plural y en singular. Recomendamos leer el resto de este Suplemento y el Prospecto.*

<b>Emisora</b> .....	Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina.
<b>Garante</b> .....	Pan American Energy, S.L.
<b>Garantía</b> .....	La Garante garantizará total e incondicionalmente el pago de las Obligaciones Negociables a través del reconocimiento de la deuda asumida por la Sucursal en virtud de las Obligaciones Negociables en el Contrato de Fideicomiso (conforme dicho término se define más adelante).
<b>Descripción</b> .....	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, no subordinadas, incondicional e irrevocablemente garantizadas por la Garante, emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y demás normas vigentes.
<b>Clase</b> .....	43.
<b>Moneda de Denominación</b> .....	Dólares Estadounidenses.
<b>Moneda de Integración y Pago</b> .....	<p>La integración y todos los pagos bajo las Obligaciones Negociables serán realizados en Dólares Estadounidenses.</p> <p>Conforme lo establecido en el Artículo 4° de la Ley de Obligaciones Negociables, cualquier pago en virtud de las Obligaciones Negociables será realizado única y exclusivamente en Dólares Estadounidenses, no teniendo efecto cancelatorio ningún pago realizado en cualquier otra moneda que no fuera Dólares Estadounidenses, siendo de estricta aplicación lo establecido en el Artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación (el “CCCN”), conforme fuera modificado por el Decreto 70 (según éste término se define más adelante). En caso de que recobre vigencia el Artículo 765 del CCCN conforme la redacción previa al dictado del Decreto 70, la Sucursal renuncia a liberarse de sus obligaciones de pago dando el equivalente en moneda de curso legal, no teniendo efecto cancelatorio ningún pago realizado en cualquier otra moneda que no fuera Dólares Estadounidenses.</p> <p>Para mayor información sobre este tema véase “b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables– Indemnidad de Moneda” y “Factores de Riesgo– Riesgos</p>

*relacionados con las Obligaciones Negociables– Los controles cambiarios y restricciones a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos por las Obligaciones Negociables o repatriar su inversión en las Obligaciones Negociables” y “Las sentencias de tribunales competentes tendientes a hacer cumplir obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar el pago en Pesos” del presente Suplemento.*

<b>Monto Máximo de Emisión .....</b>	Hasta US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta el Monto Máximo. El monto total de emisión será determinado sobre la base del resultado del procedimiento de colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables detallado en “ <i>Plan de Distribución</i> ” de este Suplemento, mediante un aviso complementario al presente Suplemento, a ser publicado en el Sitio Web de la CNV, en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de A3 Mercados, y en el Boletín Diario de la BCBA (el “ <b>Aviso de Resultados</b> ”).
<b>Precio de Emisión .....</b>	Será aquel que se informe oportunamente en el Aviso de Resultados.
<b>Fecha de Emisión y Liquidación .....</b>	Será aquella que se informe oportunamente en el Aviso de Resultados.
<b>Fecha de Vencimiento .....</b>	Tendrá lugar a los once (11) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, y será informada oportunamente en el Aviso de Resultados (la “ <b>Fecha de Vencimiento</b> ”).
<b>Amortización .....</b>	El capital de las Obligaciones Negociables será amortizado en tres (3) cuotas anuales y consecutivas a partir de la fecha en que se cumplan nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados y según se detalla a continuación, (i) en la fecha que corresponde a nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, (ii) en la fecha que corresponde a diez (10) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, y (iii) en la Fecha de Vencimiento, una suma equivalente al 34% del capital original de las Obligaciones Negociables.
<b>Suscripción e Integración .....</b>	Los inversores en la Argentina deberán suscribir e integrar las Obligaciones Negociables que les fueran adjudicadas con Dólares Estadounidenses depositados en cuentas bancarias en el exterior mediante la transferencia bancaria a una cuenta del exterior, conforme las instrucciones de los Colocadores Locales previstas en la Manifestación de Interés (mediante cualquier mecanismo legal disponible para dicho inversor), no más tarde de las 18:00 horas (horario de la Argentina) del día previo

a la Fecha de Emisión y Liquidación, según se detalla en la sección “*Plan de Distribución— Integración y Liquidación*” en el presente Suplemento. Sin embargo, los Colocadores Locales se encontrarán facultados para solicitar su integración no más tarde de las 12:00 horas (horario de la Argentina) de la Fecha de Cierre del Registro (según este término se define más adelante) (excepto en los casos de aquellos inversores a los que, por cuestiones regulatorias, estatutarias y/o de regulación interna de los mismos no sea posible integrar el precio de las Obligaciones Negociables con anterioridad a la transferencia de las Obligaciones Negociables, incluyendo sin limitación compañías de seguros y fondos comunes de inversión).

En caso de que los Colocadores Locales no reciban los fondos necesarios para integrar las Obligaciones Negociables en o antes de las 18:00 horas (horario de la Argentina) del día previo a la Fecha de Emisión y Liquidación (o en o antes de las 12:00 horas (horario de la Argentina) del día de la Fecha de Cierre del Registro conforme la indicada facultad de los Colocadores Locales), dichas Obligaciones Negociables podrán ser canceladas por la Emisora, conforme lo establecido en la sección “*Plan de Distribución— Integración y Liquidación*” del presente Suplemento.

**Tasa de Interés .....**

Tasa de interés fija nominal anual, la cual será informada a través del Aviso de Resultados.

**Base para el Cálculo de Intereses.....**

Los intereses se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto de 12 meses de 30 días.

**Fechas de Pago de Intereses .....**

Los intereses se devengarán y serán pagaderos semestralmente, en forma vencida comenzando su pago en la fecha en que se cumplan seis (6) meses desde la Fecha de Emisión y Liquidación (cada una, una “**Fecha de Pago de Intereses**”). Las Fechas de Pago de Intereses serán informadas en el Aviso de Resultados. Si cualquier fecha de pago de capital y/o de los intereses bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, el pago del capital y/o de los intereses se efectuará el Día Hábil inmediato siguiente, con el mismo alcance y efecto que si se hubiera realizado en la fecha originalmente prevista, y no se devengarán intereses adicionales por dicho pago desde ni con posterioridad a la fecha de vencimiento correspondiente.

**Montos Adicionales .....**

Todos los pagos en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán sin retenciones ni deducciones por o a cuenta de cualquier Impuesto (según este término se define más adelante) impuestos por la Argentina, el Reino de España o cualquier otra jurisdicción, excepto que dicha retención o deducción sea exigida por ley. En tal caso, la Emisora o la Garante, según fuera el caso, pagará los Montos Adicionales (según este término

se define más adelante) que resulten necesarios a fin de que los tenedores o titulares beneficiarios de las Obligaciones Negociables reciban los mismos montos que hubieran recibido en el caso de no haberse exigido dichas retenciones o deducciones; ello, sujeto a ciertas excepciones establecidas en “—*b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Montos Adicionales*” más adelante en el presente Suplemento.

## **Rescate Optativo .....**

*Rescate Optativo Con Prima Compensatoria:* En cualquier momento anterior a la fecha que se informe en el Aviso de Resultados, la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, en cualquier momento y periódicamente, a un precio de rescate (expresado como porcentaje del monto de capital, redondeado a tres decimales) equivalente al que resulte mayor entre: (1) (a) la suma de los valores presentes de cada pago programado remanente de capital e intereses sobre las mismas, descontado a la fecha de rescate (suponiendo que las Obligaciones Negociables vencieran en la Primera Fecha de Rescate (según dicho término se define más adelante), al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, en forma semestral (suponiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) a la Tasa del Tesoro más un margen a ser informado en el Aviso de Resultados, menos (b) los intereses devengados a la fecha de rescate, y (2) el 100% del monto de capital de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas, más, en cualquier caso, intereses devengados e impagos a la fecha de rescate, exclusive.

*Rescate Optativo Sin Prima Compensatoria:* En cualquier momento a partir de la fecha que se informe en el Aviso de Resultados, la Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad, o en forma parcial, al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, más los intereses devengados y no pagados correspondientes hasta la fecha de rescate, exclusive.

*Rescate Optativo con Fondos de Emisiones de Capital:* La Emisora podrá rescatar hasta el 35% del valor nominal de las Obligaciones Negociables en cualquier momento antes de la fecha que se informe en el Aviso de Resultados, utilizando los fondos netos procedentes de una o más ofertas de capital a la tasa de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, más los intereses devengados y no pagados correspondientes hasta la fecha de rescate, exclusive.

*Rescate Optativo de las Obligaciones Negociables en Circulación:* Con respecto a cualquier oferta de compra de Obligaciones Negociables, si los tenedores de no menos del 85% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación presentan válidamente sus Obligaciones Negociables en dicha oferta y no las retiran, y la Emisora, o un tercero que realice la oferta de compra

en su lugar, adquiere todas las Obligaciones Negociables válidamente presentadas y no retiradas por dichos tenedores, se considerará que todos los tenedores de las Obligaciones Negociables en circulación han prestado su consentimiento a dicha oferta. En consecuencia, la Emisora tendrá derecho a rescatar, previa notificación con no menos de 10 ni más de 60 días de antelación, cursada, a más tardar, 30 días después de la fecha de vencimiento de la oferta de compra, todas las Obligaciones Negociables que continúen en circulación luego de dicha compra, a un precio de rescate en efectivo equivalente al precio pagado a los demás tenedores (excluidas comisiones por presentación de ofertas anticipadas, incentivos u otras comisiones similares) en dicha oferta (el cual deberá ser al menos igual al valor nominal) más, en la medida en que no estuvieran incluidos en el pago de la oferta de compra, los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de rescate, exclusive.

*Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas:* Adicionalmente, la Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad pero no en forma parcial, a su valor nominal, con más los intereses devengados y no pagados correspondientes hasta la fecha de rescate, exclusive, y cualquier monto adicional en caso de ciertos cambios en la legislación tributaria.

Para mayor información, véase “—b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Rescate Optativo” en este Suplemento.

**Rango .....**

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo la ley argentina, y se emitirán de acuerdo con todos los requisitos de la Ley de Obligaciones Negociables y demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables y en cumplimiento de las mismas. Las Obligaciones Negociables serán obligaciones no subordinadas, con garantía común y sin garantía especial ni garantía de terceros, salvo por la Garantía, y:

- tendrán igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas presentes y futuras de la Emisora y de la Garante, según fuera el caso (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por imperio de la ley, incluyendo, sin limitación, créditos laborales e impositivos);
- tendrán preferencia en su derecho de pago sobre cualquier endeudamiento subordinado presente y futuro de la Emisora y de la Garante, si lo hubiera;
- se encontrarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas presentes y futuras de la Emisora y de la Garante, en la medida

del valor de los activos en garantía de dichas obligaciones; y

- estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de cualquier subsidiaria de la Garante.

Al 30 de septiembre de 2025, la Garante tenía US\$4.251,1 millones de deuda financiera total.

#### **Destino de los Fondos.....**

La Emisora planea utilizar el producido neto de esta oferta, en cumplimiento de los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para (i) inversiones en exploración y desarrollo de activos en la Argentina, incluyendo, inversiones en bienes de capital, y otros activos tangibles y servicios; (ii) el repago de deudas existentes, incluyendo, sin limitación, las mencionadas en la sección “*Información de la Garante—Liquidez y Recursos de Capital— Deuda Financiera*” del presente Suplemento; (iii) financiar el plan de inversiones de la Emisora para la expansión, adquisición, construcción y/o mejoras de activos utilizados en su proceso de refinación de petróleo crudo, y mejoras en la red de distribución de productos refinados en la Argentina; (iv) la adquisición de participaciones sociales o fondos de comercio y/o financiamiento del giro comercial de su negocio en la Argentina; y/o (v) la integración de capital de trabajo en el país, incluyendo, el pago a proveedores, el pago de otros pasivos operativos corrientes, el pago impuestos y de remuneraciones a empleados. Véase “*Destino de los Fondos*” en el presente Suplemento.

#### **Ciertos Compromisos.....**

El Contrato de Fideicomiso contendrá compromisos que, entre otras cuestiones, limitarán la capacidad de la Emisora, de la Garante y de sus Subsidiarias, para:

- incurrir en endeudamiento adicional;
- incurrir en gravámenes;
- efectuar pagos restringidos bajo ciertas condiciones limitadas;
- celebrar transacciones con afiliadas; y
- consolidarse, fusionarse, o vender todos o sustancialmente todos los activos de la Garante.

Estos compromisos estarán sujetos a ciertas excepciones y salvedades. Para más información, véase “—b) *Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Ciertos Compromisos*.” Si, luego de la Fecha de Emisión y Liquidación, las Obligaciones Negociables alcanzan una Calificación de Grado de Inversión (conforme se define en “—b) *Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables*”), dejarán de aplicarse a las Obligaciones Negociables ciertos compromisos bajo el Contrato de Fideicomiso. Véase “—b) *Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Ciertos*

*Compromisos—Suspensión de Ciertos Compromisos” del presente Suplemento.*

**Obligaciones Negociables Adicionales .....**

La Emisora podrá, sin el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables, emitir Obligaciones Negociables Adicionales (según este término se define más abajo) bajo el Contrato de Fideicomiso, estableciéndose que dichas Obligaciones Negociables Adicionales deberán tener los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables, excepto por la fecha de emisión, el precio de emisión, y la primera fecha de pago de intereses; *quedando establecido* que si las Obligaciones Negociables Adicionales no son fungibles con las Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente a los efectos del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos, dichas Obligaciones Negociables tendrán un número CUSIP, número ISIN u otro número identificatorio distinto al de las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del presente. Las Obligaciones Negociables Adicionales constituirán una única clase y serán fungibles con las Obligaciones Negociables y podrán votar sobre todos los asuntos junto con las Obligaciones Negociables. A efectos aclaratorios, una potencial emisión de Obligaciones Negociables Adicionales podrá realizarse por un monto mayor al Monto Máximo.

**Monto Mínimo de Suscripción, Unidad Mínima de Negociación y Denominación Mínima .....**

US\$1.000 y múltiplos de US\$1.000 por encima de dicho monto.

**Forma, Compensación y Liquidación .....**

Las Obligaciones Negociables se emitirán inicialmente en forma de una o más obligaciones negociables globales sin cupones de interés, registradas a nombre de The Depository Trust Company (“DTC”), o quien éste designe, para las cuentas de sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear Bank S.A./N.V., como operador del Sistema Euroclear, y Clearstream Banking, *société anonyme*, y se negociarán en el sistema de liquidación de fondos del mismo día de DTC. Para más información, véase la sección “—b) *Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables—Registro y Sistema Escritural*” en este Suplemento.

**Listado/Negociación .....**

La Emisora ha solicitado autorización para el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA a través de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y para su negociación en A3 Mercados.

La Sucursal no puede asegurar que dichas autorizaciones serán otorgadas, o que, una vez otorgadas, las Obligaciones Negociables continuarán listando y/o negociándose en dichos mercados.

<b>Ley Aplicable .....</b>	El Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables se registrarán por las leyes del Estado de Nueva York, <i>quedando establecido</i> que todos los asuntos relacionados con la debida autorización, incluyendo la autorización de la CNV para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en la Argentina, la capacidad, otorgamiento, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables y los asuntos relacionados con la oferta pública en la Argentina y los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables revistan el carácter de “ <i>obligaciones negociables</i> ” bajo la ley argentina, así como las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables.
<b>Jurisdicción .....</b>	La Emisora se someterá irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de los tribunales estatales o federales con asiento en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, y de los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los tenedores de Obligaciones Negociables podrán someter controversias relacionadas con las Obligaciones Negociables a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, o el tribunal arbitral del mercado de valores que lo reemplace, todo ello, de acuerdo con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, o a los juzgados comerciales competentes.
<b>Acción Ejecutiva .....</b>	Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “ <i>obligaciones negociables</i> ” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, bajo los términos del Artículo 29 de dicha ley, las Obligaciones Negociables confieren a sus tenedores el derecho de iniciar una acción ejecutiva a fin de perseguir el cobro del capital e intereses vencidos bajo las Obligaciones Negociables (incluyendo Montos Adicionales), derecho éste que no podrá ser restringido ni afectado sin el previo consentimiento de dicho tenedor. Todo depositario podrá entregar, y todo tenedor tiene el derecho de obtener, de acuerdo con el Artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, certificados respecto de las Obligaciones Negociables representadas por una obligación negociable global, a ser extendidos a favor de cualquier tenedor, sujeto a ciertas limitaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso. Estos certificados permiten a los titulares beneficiarios iniciar acciones judiciales, entre ellas acciones



ejecutivas, ante cualquier tribunal competente de la Argentina a fin de obtener el pago de cualquier suma vencida bajo las Obligaciones Negociables.

<b>Calificación de Riesgo Internacional .....</b>	Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo local. A nivel internacional, las Obligaciones Negociables podrían tener calificación de riesgo, la cual será oportunamente informada, de existir, a través de un aviso complementario a este Suplemento. Para mayor información véase “ <i>Calificación de Riesgo</i> ” en este Suplemento.
<b>Códigos ISIN y CUSIP .....</b>	Serán informados en el Aviso de Resultados.
<b>Compradores Iniciales .....</b>	Citigroup Global Markets Inc., Itau BBA USA Securities, Inc., J.P. Morgan Securities LLC, y Santander US Capital Markets LLC.
<b>Colocadores Locales .....</b>	Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., y Banco Santander Argentina S.A. (los “ <b>Colocadores Locales</b> ”).
<b>Agente Fiduciario, Agente de Registro, Agente de Pago y Agente de Transferencia en Nueva York .....</b>	The Bank of New York Mellon.
<b>Representante del Agente Fiduciario en la Argentina .....</b>	Banco Santander Argentina S.A.
<b>Factores de Riesgo .....</b>	Invertir en las Obligaciones Negociables involucra riesgos significativos e incertidumbres. Debe considerarse cuidadosamente toda la información contenida en el Prospecto y en este Suplemento. Véase “ <i>Factores de Riesgo</i> ” del Prospecto y “ <i>Factores de Riesgo</i> ” en el presente Suplemento, para una descripción de ciertos riesgos significativos relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables.
<b>CUSIP .....</b>	<u>Regla 144/A</u> : 69784DAE8. <u>Regulación S</u> : E7S78BAD4.
<b>ISIN .....</b>	<u>Regla 144/A</u> : US69784DAE85. <u>Regulación S</u> : USE7S78BAD49.

## b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables

En esta descripción de las Obligaciones Negociables, la “Emisora” se refiere a Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina, y la “Garante” se refiere a Pan American Energy, S.L. (Reino de España), excluyendo a sus subsidiarias. Las definiciones de ciertos términos utilizados en esta descripción se encuentran bajo el título “—*Ciertas definiciones*”.

Las Obligaciones Negociables se emitirán bajo, y se regirán en virtud de, un contrato de fideicomiso (el “**Contrato de Fideicomiso**”) a ser celebrado en la Fecha de Emisión y Liquidación entre la Emisora, la Garante, The Bank of New York Mellon, como agente fiduciario, agente de registro, agente de transferencia y agente de pago de Nueva York (el “**Agente Fiduciario**”), y Banco Santander Argentina S.A., como representante del Agente Fiduciario en la Argentina.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, gozarán de los beneficios y estarán sujetas a los requisitos procesales previstos en dicha normativa, y se emitirán y colocarán de acuerdo con dicha ley, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normativa aplicable en la Argentina.

Las Obligaciones Negociables se emitirán como “Clase 43”, bajo el Régimen de Emisor Frecuente. La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente, y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) (o su equivalente en otras monedas), en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Representante Legal con fecha 19 de marzo de 2020. La ampliación del monto a emitir bajo el Régimen de Emisor Frecuente hasta US\$1.250.000.000 (Dólares Estadounidenses mil doscientos cincuenta millones) (o su equivalente en otras monedas), en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Representante Legal con fecha 21 de agosto de 2020. La actualización del Prospecto, la ratificación de la condición de Emisor Frecuente, y la ampliación adicional del monto a emitir hasta US\$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada por el Representante Legal con fecha 8 de marzo de 2021 y 26 de marzo de 2021. La actualización del Prospecto, la ratificación de la condición de Emisor Frecuente, y la ampliación adicional del monto a emitir hasta US\$3.000.000.000 (Dólares Estadounidenses tres mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada por el Representante Legal con fecha 30 de marzo de 2022. La ratificación de la condición de Emisor Frecuente, la actualización del Prospecto y la fijación del monto disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor), en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Representante Legal con fecha 19 de abril de 2023 y 4 de mayo de 2023. La ratificación de la condición de Emisor Frecuente, la actualización del Prospecto y la fijación del monto disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor), en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Representante Legal con fecha 12 de marzo de 2024. La ratificación de la condición de Emisor Frecuente, la actualización del Prospecto y la fijación del monto disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor), en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Representante Legal con fecha 20 de marzo de 2025. La emisión de las Obligaciones Negociables fue aprobada por el Representante Legal con fecha 10 de diciembre de 2025. El otorgamiento de la Garantía fue aprobado por la Garante con fecha 10 de diciembre de 2025. La oferta pública de las Obligaciones Negociables se encuentra comprendida dentro de las Disposiciones de la CNV, en el marco de lo establecido por el Artículo 36 de la Sección VI, Título II, Capítulo V de las Normas de la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 38 de la Sección VI, Título II, Capítulo V de las Normas de la CNV, dentro de los cinco (5) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables, la Emisora presentará ante la CNV la documentación definitiva relativa a las mismas.

La Emisora ha presentado una solicitud para que las Obligaciones Negociables se listen y negocien en BYMA y sean admitidas para negociación en A3 Mercados. La Sucursal no puede asegurar que dichas autorizaciones serán otorgadas, o que, una vez otorgadas, las Obligaciones Negociables continuarán listando y/o negociándose en dichos mercados. Véase el título “—Listado”.

#### **Términos y Condiciones Básicos de las Obligaciones Negociables:**

Las Obligaciones Negociables:

- serán obligaciones no subordinadas, con garantía común y sin garantía y sin garantía especial ni garantía de terceros, y estarán garantizadas en forma total e incondicionalmente por la Garante a través de un reconocimiento de deuda en el Contrato de Fideicomiso (la “**Garantía**”);
- serán emitidas con un valor nominal total de hasta US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta el Monto Máximo, según oportunamente se informe en el Aviso de Resultados;
- amortizarán en tres (3) cuotas anuales y consecutivas a partir de la fecha en que se cumplan nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, en las fechas que se informen en el Aviso de

Resultados y según se detalla a continuación, (i) en la fecha que corresponde a nueve (9) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, (ii) en la fecha que corresponde a diez (10) años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, una suma equivalente al 33% del capital original de las Obligaciones Negociables, y (iii) en la Fecha de Vencimiento, una suma equivalente al 34% del capital original de las Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables vencerán en la Fecha de Vencimiento, salvo que sean rescatadas con anterioridad de acuerdo con los términos de las Obligaciones Negociables (véase “—*Rescate Optativo*” más adelante). Cualquier prepago parcial del capital conforme a “—*Rescate Optativo*” u otras recompras reducirá, en forma prorrateada, el capital adeudado en cada fecha de pago subsiguiente. La Emisora entregará al Agente Fiduciario un Certificado de Funcionarios con el cronograma de amortización actualizado (concluyente salvo error manifiesto); y

- devengarán intereses a una tasa de interés fija anual, que será informada oportunamente en el Aviso de Resultados, desde la Fecha de Emisión y Liquidación, y serán pagaderos semestralmente por semestre vencido en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados, a quienes sean tenedores registrales en el decimoquinto (15) día precedente a la respectiva Fecha de Pago de Intereses. Los intereses se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno.

Si cualquier fecha de pago de capital y/o de los intereses bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, el pago del capital y/o de los intereses se efectuará el Día Hábil inmediato siguiente, con el mismo alcance y efecto que si se hubiera realizado en la fecha originalmente prevista, y no se devengarán intereses adicionales por dicho pago desde ni con posterioridad a la fecha de vencimiento correspondiente.

Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1.000 y en múltiplos enteros de US\$1.000 para denominaciones que superen esa cifra. Las Obligaciones Negociables estarán representadas por una o varias Obligaciones Negociables nominativas globales, salvo en circunstancias específicas en las que las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma cartular.

La Emisora mantendrá un agente de registro, un agente de pago y un agente de transferencia, cada uno de ellos con oficinas en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos. Inicialmente, el Agente Fiduciario se desempeñará como agente de registro, agente de pago y agente de transferencia de las Obligaciones Negociables en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos. Banco Santander Argentina S.A. se desempeñará como representante del Agente Fiduciario en Argentina. En tanto: (i) las Obligaciones Negociables tengan oferta pública en la Argentina, se encuentren listadas y negocien en BYMA, y negocien en A3 Mercados; y (ii) así se requiera en virtud de las leyes de la Argentina o las Normas de la CNV u otra normativa aplicable, la Emisora mantendrá un representante del Agente Fiduciario en la Argentina.

Si un tenedor de Obligaciones Negociables por un valor nominal total de al menos US\$1.000.000 le imparte a la Emisora instrucciones a efectos de que esta última proceda a efectuar el pago por transferencia bancaria de las sumas asociadas a las Obligaciones Negociables de dicho tenedor a una cuenta bancaria radicada en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, la Emisora procederá a efectuar todos los pagos de capital, prima si la hubiera, e intereses (incluidos los Montos Adicionales) relacionados con esas Obligaciones Negociables, de acuerdo con dichas instrucciones. Todos los demás pagos asociados a las Obligaciones Negociables detentadas en forma cartular se efectuarán en la oficina o agencia del agente de pago en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, salvo que la Emisora opte por realizar pagos de intereses por cheque, remitido a las direcciones registradas de los tenedores registrales. Todos los pagos en relación con las Obligaciones Negociables detentadas en forma global se realizarán a DTC de conformidad con sus procedimientos aplicables.

### **Obligaciones Negociables Adicionales**

Sujeto a los compromisos que se describen a continuación, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores, podrá emitir Obligaciones Negociables adicionales (“**Obligaciones Negociables Adicionales**”) en el marco del Contrato de Fideicomiso con los mismos términos que las Obligaciones Negociables, excepto por la Fecha de Emisión y Liquidación, el precio de emisión inicial y la primera Fecha de Pago de Intereses, *quedando establecido* que si las Obligaciones Negociables Adicionales no son fungibles con las Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente a los efectos del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos, dichas Obligaciones Negociables tendrán un número CUSIP, número ISIN u otro número identificador distinto al de las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del presente. Las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente y las Obligaciones Negociables Adicionales serán consideradas como una misma clase a todos los fines del Contrato de Fideicomiso, y votarán juntas como una clase respecto de todas las cuestiones relativas a las Obligaciones Negociables. A efectos aclaratorios, una potencial emisión de Obligaciones Negociables Adicionales podrá realizarse por un monto mayor al Monto Máximo.

## Reconocimiento de deuda de la Garante

Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas incondicionalmente a través de un reconocimiento de deuda de la Garante, de forma tal que las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, válidas y vinculantes de la Garante, adquiridas a través de la Emisora. La Garante asumirá y acordará observar, pagar, cumplir, satisfacer y/o cancelar a su vencimiento todas y cada una de las obligaciones de la Emisora, las cuales incluirán cualquier obligación que la Emisora se encuentre restringida a cumplir en virtud de lo establecido por una autoridad salvo que (y sólo en la medida que) lo establecido por dicha autoridad también sea legalmente vinculante para la Garante.

## Rango

Las Obligaciones Negociables y la Garantía constituirán obligaciones no subordinadas y no garantizadas de la Emisora y de la Garante, respectivamente, y:

- tendrán igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas presentes y futuras de la Emisora y la Garante, respectivamente, pendientes de pago periódicamente (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por imperio de la ley, incluyendo, sin limitación, obligaciones laborales y fiscales);
- tendrán preferencia en su derecho de pago sobre todo el endeudamiento subordinado presente y futuro de la Emisora y la Garante, respectivamente, si lo hubiera;
- se encontrarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas presentes y futuras de la Emisora y la Garante, respectivamente, en la medida del valor de los activos en garantía de dichas obligaciones; y
- estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de cualquier subsidiaria de la Emisora y la Garante, respectivamente.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables, tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. De acuerdo con los términos del Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables que revisten el carácter de tales otorgan a sus tenedores el derecho a interponer una acción ejecutiva. A tal efecto, cualquier tenedor de una participación bajo una obligación negociable global tendrá el derecho de obtener comprobante de su participación de titularidad en una obligación negociable global de acuerdo con el Artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales (inclusive para iniciar acciones ejecutivas de la forma prevista en la Ley de Obligaciones Negociables) y, a tal fin, dicho tenedor será considerado como el titular de aquella porción de la obligación negociable global que representa su participación en la misma. El comprobante de la porción representada en la obligación negociable global permite a los titulares beneficiarios entablar demandas ante los tribunales competentes de la Argentina, incluyendo acciones ejecutivas, para perseguir el cobro de las sumas adeudadas en virtud de las Obligaciones Negociables.

## Montos Adicionales

Todos los pagos abonados por o en representación de la Emisora o la Garante (cuando se trate de un pago en virtud de la Garantía) respecto de las Obligaciones Negociables serán efectuados sin retención o deducción por o en concepto de impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas gubernamentales actuales o futuros de cualquier naturaleza, impuestos o establecidos (los “**Impuestos**”) por o en representación de la Argentina o del Reino de España o por cualquier subdivisión política o autoridad perteneciente a dichos países o en los mismos facultada para establecer impuestos, o cualquier otra jurisdicción en la que la Emisora o la Garante (o un Sucesor) esté constituida o sea residente de otro modo para fines impositivos, o cualquier jurisdicción desde o a través de la cual se realicen pagos (cada una, una “**Jurisdicción Impositiva Pertinente**”, y cualquier Impuesto determinado por una Jurisdicción Impositiva Pertinente, los “**Impuestos Cubiertos**”), salvo que dicha retención o deducción sea requerida por ley (o cualesquiera reglamentaciones o resoluciones promulgadas en virtud de la misma). En tal caso, la Emisora o la Garante, según corresponda (cuando se trate de un pago en virtud de la Garantía), pagarán los montos adicionales (los “**Montos Adicionales**”) que fueran necesarios para que los montos netos percibidos por los tenedores o titulares beneficiarios de las Obligaciones Negociables después de dicha retención o deducción, incluso toda retención o deducción sobre el pago de dichos Montos Adicionales, sean iguales a los montos que hubieran recibido en ausencia de tal retención o deducción con respecto a los pagos descriptos en la oración anterior, con la excepción de que no serán pagaderos dichos Montos Adicionales:

(i) a o en nombre de tenedores o titulares beneficiarios de una Obligación Negociable que sean responsables por Impuestos Cubiertos con respecto a dicha Obligación Negociable por la existencia de una conexión anterior o actual con la Jurisdicción Impositiva Pertinente que no sea la mera tenencia o titularidad de dicha Obligación Negociable o la recepción de pagos en relación con ella;

(ii) respecto de cualquier impuesto sobre el patrimonio, activos, al consumo interno, a la herencia, sobre las donaciones, sobre las ventas, al uso, al valor agregado, a los ingresos brutos, a la transferencia, a los bienes personales o impuestos, aranceles u otras cargas gubernamentales similares;

(iii) respecto de impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas gubernamentales pagaderos por cualquier vía que no sea una retención o deducción de los pagos sobre las Obligaciones Negociables;

(iv) si una Obligación Negociable hubiera sido presentada para el pago (si dicha presentación es obligatoria) después de los 30 días de la Fecha Pertinente (según lo definido a continuación), salvo en la medida en que el tenedor hubiera tenido derecho a recibir los Montos Adicionales si la Obligación Negociable hubiera sido presentada para el pago el último día de dicho período de 30 días;

(v) a o en nombre de un tenedor o beneficiario final de una Obligación Negociable respecto de Impuestos Cubiertos, en la medida que no hubieran sido gravados de no ser por el incumplimiento del tenedor o beneficiario final de la Obligación Negociable de cualquier requisito de certificación, identificación, información, documentación u otro habitual relativo a la presentación de información si (A) dicho cumplimiento es requerido por ley, regulación, práctica administrativa o tratado aplicable como condición previa para la exención de, o la reducción de la tasa de, deducción o retención de los Impuestos Cubiertos; y (B) como mínimo 30 días previos (o un período de tiempo más breve que sea razonablemente aplicable cuando un cambio sustancial a la ley tributaria que dio origen a la aplicación de esta cláusula (v) hubiera estado vigente menos de 30 días antes de la primera Fecha de Pago de Intereses aplicable) a la primera Fecha de Pago de Intereses con respecto a la cual la Emisora o la Garante deberán aplicar la presente cláusula (v), la Emisora o la Garante hubieran otorgado a los tenedores una notificación con por lo menos 30 días de anticipación donde conste que deberán cumplir dichos requisitos (quedando entendido y acordado que las notificaciones cursadas por o en representación de la Emisora o la Garante en virtud de esta cláusula (v) no se interpretarán en el sentido de constituir asesoramiento impositivo con respecto a los Impuestos Cubiertos);

(vi) respecto de Impuestos Cubiertos que no habrían sido establecidos si el tenedor de una Obligación Negociable la hubiera presentado para su pago (cuando la presentación fuese obligatoria) a otro agente de pago;

(vii) respecto de cualquier pago a un tenedor de una Obligación Negociable que fuera un fiduciario o sociedad colectiva (*partnership*) (incluida cualquier entidad considerada una sociedad colectiva a los fines de los Impuestos Cubiertos pertinentes) o cualquier persona distinta del único beneficiario final de dicho pago u Obligación Negociable, en la medida que un beneficiario o fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de dicha sociedad colectiva (*partnership*) o el beneficiario final de dicho pago u Obligación Negociable, según corresponda, no habría tenido derecho a los Montos Adicionales si dicho beneficiario, fideicomitente, socio o beneficiario final hubiera sido el tenedor real de dicha Obligación Negociable;

(viii) a o en nombre de un tenedor o beneficiario de una Obligación Negociable respecto de Impuestos Cubiertos establecidos por el Reino de España o cualquier subdivisión política o autoridad del Reino de España y que no se habría impuesto si la Emisora o la Garante, según corresponda, hubiera recibido oportunamente determinada información requerida por la legislación fiscal española aplicable, incluyendo sin limitación un certificado debidamente emitido por el agente de pago, de conformidad con la Ley N°10/2014, de fecha 26 de junio, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades de crédito, y el Real Decreto N°1065/2007, de fecha 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos, según fuera modificado por el Real Decreto N°1145/2011, de fecha 29 de julio, y cualquier otra norma reglamentaria de los mismos;

(ix) a o en nombre de un tenedor o beneficiario de una Obligación Negociable respecto de Impuestos Cubiertos establecidos en razón de que dicha persona es residente de, o ha invertido en la Obligación Negociable con fondos provenientes de, una “*jurisdicción no cooperante*” o de “*baja o nula tributación*” (según se define en la Ley N°20.628 del Impuesto a las Ganancias, según fuera modificada, complementada de tiempo en tiempo (la “**Ley del Impuesto a las Ganancias Argentina**”) y las reglamentaciones emitidas en virtud de la misma, y que incluye toda jurisdicción listada como “*no cooperante*” o como jurisdicción

de baja o nula tributación o cualquier definición similar que la Ley del Impuesto a las Ganancias Argentina o las reglamentaciones emitidas en virtud de la misma incluyan oportunamente); o

(x) respecto de cualquier combinación de las cláusulas (i) a (ix) precedentes.

Sin perjuicio de lo antedicho, las limitaciones impuestas a la obligación de la Emisora y la Garante de pagar Montos Adicionales prevista en la cláusula (v) precedente no serán aplicables si los tenedores o titulares beneficiarios afectados demuestran que los requisitos de certificación, identificación, información, documentación u otro habitual relativo a la presentación de información pertinentes serían significativamente más onerosos, en forma, procedimiento o en la esencia de la información revelada, para dichos tenedores o titulares beneficiarios que los requisitos de información u otros requisitos de presentación de información en virtud de la ley, reglamentación y práctica administrativa tributaria de los Estados Unidos (tales como los Formularios W-8 o W-9 de la Autoridad Tributaria de los Estados Unidos (IRS)).

Sin perjuicio de cualquier otra disposición establecida en el presente, todo monto a ser pagado sobre las Obligaciones Negociables por la Emisora o en representación de la Emisora por la Garante se pagará neto de cualquier deducción o retención impuesta o requerida en virtud de un acuerdo descrito en el Artículo 1471(b) del Código de Rentas Internas de 1986 (según el mismo fuera modificado, el “**Código**”), o impuesta de otro modo en virtud de los Artículos 1471 a 1474 del Código (o cualquier reglamentación en virtud del mismo o interpretaciones oficiales de los mismos) o un convenio intergubernamental entre Estados Unidos y otra jurisdicción que facilite la implementación de los mismos (o cualquier legislación, norma o práctica impositiva o regulatoria que implemente un convenio intergubernamental) (dicha retención o deducción, una “**Retención de la FATCA**”). Ni la Emisora ni la Garante estarán obligadas a pagar montos adicionales con respecto a la Retención de la FATCA.

Conforme se emplea en el presente, “**Fecha Pertinente**” significa la fecha en la que dicho pago venza por primera vez, pero si el Agente Fiduciario no hubiera recibido debidamente el monto total a pagar en o antes de dicha fecha, significa la fecha en que, habiendo así recibido el monto total, el Agente Fiduciario hubiera cursado debidamente una notificación al efecto a los tenedores de conformidad con los términos del presente.

La Emisora acuerda pagar todos los impuestos de sellos, tasas de justicia, impuestos documentarios o impuestos al consumo interno, así como cualesquiera otras cargas o gravámenes similares, presentes o futuros, que surjan en Argentina, el Reino de España o los Estados Unidos como resultado de la celebración, ejecución, entrega o registro de cada una de las Obligaciones Negociables, del Contrato de Fideicomiso o de cualquier otro documento o instrumento relacionado.

La Emisora o la Garante, según corresponda, pagarán los Impuestos Cubiertos a la Jurisdicción Impositiva Pertinente oportunamente, de conformidad con la ley aplicable.

## **Rescate Optativo**

### ***Rescate Optativo Con Prima Compensatoria***

En cualquier momento anterior a la fecha que se informe en el Aviso de Resultados (la “**Primera Fecha de Rescate**”), la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, en cualquier momento y periódicamente, a un precio de rescate (expresado como porcentaje del monto de capital, redondeado a tres decimales) equivalente al que resulte mayor entre: (1) (a) la suma de los valores presentes de cada pago programado remanente de capital e intereses sobre las mismas, descontado a la fecha de rescate (suponiendo que las Obligaciones Negociables vencieran en la Primera Fecha de Rescate, al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, en forma semestral (suponiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) a la Tasa del Tesoro más un margen a ser informado en el Aviso de Resultados, menos (b) los intereses devengados a la fecha de rescate, y (2) el 100% del monto de capital de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas, más, en cualquier caso, intereses devengados e impagos a la fecha de rescate, exclusive.

“**Tasa del Tesoro**” significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, el rendimiento determinado por la Emisora de acuerdo con los siguientes dos párrafos.

La Emisora determinará la Tasa del Tesoro después de las 4:15 p.m., hora de la Ciudad de Nueva York (o después del horario en que la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal publique diariamente los rendimientos de los títulos del gobierno de Estados Unidos), el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate, en función de los rendimientos correspondientes al día más reciente en que aparezcan después de dicho horario en la última publicación estadística de la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal designada como “Selected Interest Rates (Daily) – H.15” (o cualquier designación o publicación que

la reemplace) (“**H.15**”), bajo el título “U.S. government securities – Treasury constant maturities – Nominal” (o cualquier título o encabezado que lo reemplace) (“**H.15 TCM**”). Al determinar la Tasa del Tesoro, la Emisora seleccionará, según corresponda: (1) el rendimiento del vencimiento constante del Tesoro en H.15 que sea exactamente igual al período comprendido desde la fecha de rescate y la Primera Fecha de Rescate (el “*Plazo Remanente*”); o (2) si no existiera un vencimiento constante del Tesoro en H.15 exactamente igual al Plazo Remanente, los dos rendimientos (uno correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente anterior y otro correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente posterior al Plazo Remanente), y realizará una interpolación en línea recta hasta la Primera Fecha de Rescate (utilizando el número real de días), redondeando el resultado a tres decimales; o (3) si no existiera un vencimiento constante del Tesoro en H.15 anterior o posterior al Plazo Remanente, el rendimiento correspondiente al único vencimiento constante del Tesoro en H.15 más cercano al Plazo Remanente. A los efectos de este párrafo, se considerará que el vencimiento constante del Tesoro aplicable en H.15 tiene una fecha de vencimiento igual al número correspondiente de meses o años, según sea el caso, de dicho vencimiento constante del Tesoro contados a partir de la fecha de rescate.

Si el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate H.15 TCM hubiese dejado de publicarse, la Emisora calculará la Tasa del Tesoro en función de la tasa anual equivalente al rendimiento semestral al vencimiento, determinada a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, el segundo Día Hábil anterior a dicha fecha de rescate, correspondiente al título del Tesoro de Estados Unidos cuyo vencimiento coincida con la Primera Fecha de Rescate, o sea el más cercano a ella, según corresponda. Si no existiera un título del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Primera Fecha de Rescate, pero hubiera dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos con fecha de vencimiento equidistante de la Primera Fecha de Rescate, uno con una fecha de vencimiento anterior y otro con una fecha de vencimiento posterior a la Primera Fecha de Rescate, la Emisora seleccionará el título del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento anterior a la Primera Fecha de Rescate. Si existiesen dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Primera Fecha de Rescate, o dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos que cumplieran con los criterios del párrafo anterior, la Emisora seleccionará aquél cuya cotización sea la más cercana a su valor nominal, en función del promedio entre el precio de compra y el precio de venta de dichos títulos del Tesoro de los Estados Unidos a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York. Al determinar la Tasa del Tesoro de acuerdo con los términos de este párrafo, el rendimiento semestral al vencimiento del título del Tesoro de los Estados Unidos pertinente se basará en el promedio entre el precio de compra y el precio de venta (expresado como porcentaje del valor nominal) a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, del referido título del Tesoro, y se redondeará a tres decimales.

Las acciones y determinaciones de la Emisora al calcular el precio de rescate serán concluyentes y vinculantes, salvo error manifiesto. La Emisora será responsable de realizar todos los cálculos relacionados con el precio de rescate. El Fiduciario tendrá derecho a confiar de manera concluyente en la exactitud de dichos cálculos, sin verificación independiente alguna (y el Fiduciario no tendrá ninguna responsabilidad por dichos cálculos ni por sus respectivos componentes).

#### ***Rescate Optativo Sin Prima Compensatoria***

En la Primera Fecha de Rescate y posteriormente, la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, en cualquier momento y periódicamente, a los precios de rescate que se informen en el Aviso de Resultados (expresados como un porcentaje del valor nominal de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas), más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de rescate, exclusive, si se rescatan durante el período de 12 meses que comienza el en la fecha que se informe en el Aviso de Resultados y en los porcentajes allí especificados.

#### ***Rescate Optativo con Fondos de Emisiones de Capital***

En cualquier momento o periódicamente antes de la Fecha que se informe en el Aviso de Resultados, la Emisora podrá, a su opción, utilizar los fondos netos procedentes de una o varias Emisiones de Capital para rescatar, en total, hasta el 35% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación, al precio de rescate que se informe oportunamente en el Aviso de Resultados, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de rescate, exclusive, siempre y cuando:

- (1) inmediatamente después del rescate, continúen en circulación Obligaciones Negociables por un valor nominal total equivalente, como mínimo, al 65% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables (incluidas Obligaciones Negociables adicionales); y
- (2) que el rescate se realice dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre de dicha Emisión de Capital.

**“Emisión de Capital”** significa una oferta o colocación con contraprestación en efectivo, posterior a la Fecha de Emisión, de Acciones Calificadas de la Garante o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Garante (en la medida en que los fondos de dicha emisión se aporten al Capital Social de la Garante en forma de Acciones Calificadas).

#### ***Rescate Optativo de las Obligaciones Negociables en Circulación***

Con respecto a cualquier oferta de compra de Obligaciones Negociables, si los tenedores de no menos del 85% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación presentan válidamente sus Obligaciones Negociables en dicha oferta y no las retiran, y la Emisora, o un tercero que realice la oferta de compra en su lugar, adquiere todas las Obligaciones Negociables válidamente presentadas y no retiradas por dichos tenedores, se considerará que todos los tenedores de las Obligaciones Negociables en circulación han prestado su consentimiento a dicha oferta. En consecuencia, la Emisora tendrá derecho a rescatar, previa notificación con no menos de 10 ni más de 60 días de antelación, cursada, a más tardar, 30 días después de la fecha de vencimiento de la oferta de compra, todas las Obligaciones Negociables que continúen en circulación luego de dicha compra, a un precio de rescate en efectivo equivalente al precio pagado a los demás tenedores (excluidas comisiones por presentación de ofertas anticipadas, incentivos u otras comisiones similares) en dicha oferta (el cual deberá ser al menos igual al valor nominal) más, en la medida en que no estuvieran incluidos en el pago de la oferta de compra, los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de rescate, exclusive.

#### ***Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas***

La Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no en forma parcial, en cualquier momento, mediante la notificación irrevocable a los tenedores de conformidad con lo previsto en el apartado “—*Selección y Notificación*” más abajo, a un precio de rescate equivalente al 100% del capital pendiente de pago en virtud de las Obligaciones Negociables, con más los intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate, si:

(i) en ocasión del vencimiento del próximo pago bajo las Obligaciones Negociables, la Emisora o la Garante hubieran quedado o fueran a quedar obligadas a pagar Montos Adicionales (según se definen en el presente) como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes (o las reglamentaciones o pronunciamientos promulgados en virtud de ellas) de cualquier Jurisdicción Impositiva Pertinente (según se define en el presente), cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, reglamentaciones o pronunciamientos (incluso un fallo de un juez competente), o un cambio en la posición oficial con respecto a cualquier tratado que afecte la tributación, o con respecto a la aplicación del mismo, del que una Jurisdicción Impositiva Pertinente sea parte, y tal cambio o modificación entra en vigencia en o a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación o, en el caso de Montos Adicionales a pagar con respecto a Impuestos determinados o establecidos por o en representación de una jurisdicción (distinta de la Argentina o del Reino de España) en la que se encuentra constituida la Emisora o la Garante (o un Sucesor) o en la que residen para fines impositivos, en o a partir de la fecha en que la Emisora o la Garante (o un Sucesor) se constituye o adquiere el carácter de residente; y

(ii) la Emisora no pudiera evitar dicha obligación de pagar Montos Adicionales tomando las medidas razonables que tuviera a su disposición;

*sujeto* a que la notificación de rescate en virtud de este párrafo no podrá ser enviada con una antelación mayor a los 90 días previos a la primera fecha en que la Emisora o la Garante estuvieran obligadas a pagar Montos Adicionales en caso de vencimiento de un pago con respecto a las Obligaciones Negociables.

Antes del envío de cualquier notificación de rescate de las Obligaciones Negociables conforme a los términos descriptos a continuación, la Emisora entregará al Agente Fiduciario un certificado firmado por un funcionario de la Emisora donde conste que la Emisora está facultada a efectuar dicho rescate y donde se indique con detalle razonable las circunstancias que dieron origen a dicho derecho de rescate. El certificado estará acompañado por un dictamen de los asesores legales externos de reconocido prestigio expresando que la Emisora o la Garante, según corresponda, están o quedarán obligadas a pagar Montos Adicionales como resultado de dicho cambio o modificación.

#### ***Selección y Notificación***

La notificación de cualquier rescate será entregada entre los 10 y los 60 días anteriores a la fecha de rescate (o 90 días, en el caso de un rescate bajo “—*Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas*”) a los tenedores de Obligaciones Negociables (con copia al Agente Fiduciario) a ser rescatadas según se describe en “—*Notificaciones*” más adelante. La notificación de rescate será enviada al Agente Fiduciario al menos cinco (5) días hábiles antes de que sea entregada a los tenedores de Obligaciones Negociables.



La notificación de cualquier rescate podrá, a criterio de la Emisora, estar sujeta al cumplimiento de una o más condiciones precedentes. Si una notificación de rescate optativo está sujeta al cumplimiento de una o más condiciones precedentes, dicha notificación deberá describir cada una de tales condiciones, y en caso de ser aplicable, deberá indicar que, a criterio de la Emisora, la fecha de rescate podrá aplazarse por hasta un plazo de 15 Días Hábiles para que se cumplan dichas condiciones (o hasta que la Emisora, a su entero criterio, haya dispensado dicho cumplimiento), o que dicho rescate podrá no llevarse a cabo y dicha notificación podrá dejarse sin efecto en caso de que cualesquiera o todas dichas condiciones no se hayan cumplido (o que, según la determinación exclusiva de la Emisora, no puedan cumplirse) o no sean dispensadas por la Emisora, a su entero criterio, antes de la fecha de rescate, o de la fecha de rescate oportunamente aplazada.

Las Obligaciones Negociables llamadas a rescate vencerán en la fecha fijada para el rescate (con sujeción al cumplimiento de las condiciones precedentes incluidas en la notificación de rescate). La Emisora pagará el precio de rescate de las Obligaciones Negociables junto con los intereses devengados e impagos sobre ellas (incluso Montos Adicionales, si hubiera) hasta la fecha de rescate, exclusive. En la fecha de rescate y posteriormente, dejarán de devengarse intereses sobre las Obligaciones Negociables en tanto la Emisora haya depositado fondos en el agente de pago en cumplimiento del precio de rescate aplicable conforme al Contrato de Fideicomiso. En caso de rescate de las Obligaciones Negociables por la Emisora, se cancelarán las Obligaciones Negociables rescatadas.

En caso de rescatarse menos de la totalidad de Obligaciones Negociables, la selección de las Obligaciones Negociables para el rescate será efectuada, en tanto este permitido por la ley aplicable y las normas de los mercados de valores, por sorteo en caso de obligaciones negociables cartulares, y en base a una distribución prorratea del capital bajo la modalidad traspaso de conformidad con los procedimientos y requerimientos de DTC en caso de obligaciones negociables globales, en denominaciones mínimas de US\$1.000 de monto de capital y en múltiplos enteros de US\$1.000 para denominaciones superiores a esa cifra. En el caso de Obligaciones Negociables emitidas en forma cartular, luego de la entrega de cualquier Obligación Negociable rescatada parcialmente, el tenedor recibirá una nueva Obligación Negociable equivalente, en monto de capital, a la porción no rescatada de la Obligación Negociable entregada. En el caso de una obligación negociable global se realizarán los ajustes correspondientes al monto y participaciones beneficiarias en la obligación negociable global, según sea necesario.

#### ***Mercado y otras compras***

La Emisora, la Garante y sus Subsidiarias podrán adquirir Obligaciones Negociables a través de las disposiciones sobre rescate anteriores o por otro medio que no sea un rescate, ya sea por oferta de compra, compras en el mercado abierto, operaciones negociadas o de otra forma, de acuerdo con las leyes sobre títulos valores aplicables.

#### **Suspensión de ciertos Compromisos**

Si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación:

(x) se le asignara a las Obligaciones Negociables una Calificación de Grado de Inversión (es decir, fueran consideradas inversiones) otorgada al menos por dos Sociedades Calificadoras de Riesgo; y

(y) no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento,

a partir de esa fecha y con sujeción a las disposiciones del párrafo siguiente, los compromisos detallados en la oración a continuación (los “**Compromisos Suspendidos**”) quedarán suspendidos automáticamente, sin notificación alguna, y la Emisora, la Garante y sus Subsidiarias, sujeto al párrafo a continuación, no tendrán obligación ni responsabilidad alguna con respecto a dichos compromisos. Los Compromisos Suspendidos son: (i) “Limitación al Endeudamiento”; (ii) “Limitación a los Pagos Restringidos”; (iii) “Limitación a las Transacciones con Afiliadas”; y (iv) punto (B) “Limitación a la Consolidación, Fusión por Absorción o Venta de Activos”.

Si durante cualquier período en el que los Compromisos Suspendidos se encuentran suspendidos, una de las dos Sociedades Calificadoras de Riesgo (o más Sociedades Calificadoras de Riesgo si la Calificación de Grado de Inversión de las Obligaciones Negociables hubiera sido otorgada por más de dos Sociedades Calificadoras de Riesgo) retirara su Calificación de Grado de Inversión o bajara su calificación asignada a las Obligaciones Negociables por debajo de una Calificación de Grado de Inversión, los Compromisos Suspendidos serán entonces restablecidos y serán aplicables de acuerdo con los términos del Contrato de Fideicomiso (inclusive en relación con la realización de cualquier cálculo o evaluación para determinar el cumplimiento de los términos del Contrato de Fideicomiso), hasta tanto las Obligaciones Negociables obtengan nuevamente una Calificación de Grado de Inversión de conformidad con el párrafo precedente

(en cuyo caso los Compromisos Suspendidos quedarán nuevamente suspendidos por el tiempo que las Obligaciones Negociables mantengan la Calificación de Grado de Inversión); *quedando establecido*, que no se considerará que se ha producido un Incumplimiento, Supuesto de Incumplimiento o violación de ningún tipo conforme al Contrato de Fideicomiso o las Obligaciones Negociables respecto de los Compromisos Suspendidos (ya sea durante el período en el que los Compromisos Suspendidos fueron suspendidos o con posterioridad a ello) en base a, y ni la Emisora, la Garante, ni ninguna de sus Subsidiarias asumen responsabilidad alguna (ya sea durante el período en el que los Compromisos Suspendidos fueron suspendidos o con posterioridad a ello) por, cualquier medida adoptada o hecho ocurrido luego de que las Obligaciones Negociables obtengan una Calificación de Grado de Inversión y antes del restablecimiento de los Compromisos Suspendidos tal como se indicó anteriormente, o cualquier medida adoptada en cualquier momento (ya sea durante el período en el que los Compromisos Suspendidos fueron suspendidos o con posterioridad a ello) conforme a cualquier obligación legal o contractual contraída antes del restablecimiento, sin importar si dichas medidas o hechos hubieran estado permitidos si el Compromiso Suspendido correspondiente hubiera permanecido en vigencia durante dicho período. En tal fecha de restablecimiento, todo Endeudamiento Incurrido durante cualquier período de suspensión será clasificado como si hubiese sido Incurrido de conformidad con la cláusula (2)(b)(ii) de la sección “—*Ciertos compromisos—Limitación al Endeudamiento*”.

La Emisora deberá entregar un Certificado de Funcionarios al Agente Fiduciario si los Compromisos Suspendidos se suspenden o restablecen. El Agente Fiduciario no tendrá responsabilidad ni obligación alguna con respecto a la determinación de si ciertos sucesos o circunstancias resultan o resultarán en la suspensión o el restablecimiento de los Compromisos Suspendidos.

### **Ciertos compromisos**

El Contrato de Fideicomiso contendrá compromisos que incluyen, entre otros, los siguientes:

#### ***Limitación al Endeudamiento***

(1) La Emisora y la Garante no Incurrirán, y la Garante no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias incurra, en Endeudamiento adicional si inmediatamente después de dar efecto al Incurrimiento de dicho Endeudamiento adicional, (A) el Índice de Cobertura fuera inferior a 2,00 sobre 1,00, o (B) el Índice de Capitalización fuera superior a 0,50 sobre 1,00.

(2) Sin perjuicio del párrafo (1) anterior, la Emisora, la Garante o cualquiera de las Subsidiarias de la Garante podrán Incurrir en los siguientes Endeudamientos:

(a) Endeudamiento intercompañía entre la Emisora, la Garante y/o cualquier Subsidiaria de la Garante o entre las Subsidiarias de la Garante; quedando establecido que cualquier emisión o transferencia posterior de Capital Social o cualquier otro hecho que resultara en que dicho Endeudamiento sea detentado por una Persona distinta de la Emisora, la Garante o una Subsidiaria de la Garante y cualquier venta o transferencia de dicho Endeudamiento a una Persona que no sea la Emisora, la Garante ni una Subsidiaria de la Garante se considerará que constituye, en cada caso, un Incurrimiento de dicho Endeudamiento por la Emisora, la Garante o dicha Subsidiaria de la Garante, según corresponda, en la fecha de dicha emisión o transferencia que no estaba permitido por esta cláusula (a);

(b) Endeudamiento (i) representado por las Obligaciones Negociables y la Garantía; (ii) pendiente de pago a la Fecha de Emisión y Liquidación; y (iii) que consiste en Endeudamiento por refinanciación Incurrido con respecto a cualquier Endeudamiento descrito en el párrafo (1) precedente, o la presente cláusula; (b) o el apartado (i) a continuación; *quedando establecido* que en el caso del apartado (iii), (x) dicho Endeudamiento refinanciado sea por un monto de capital total que no supere el monto de capital total del Endeudamiento que está siendo refinanciado (más intereses devengados e impagos, y primas, comisiones y gastos relacionados con dicha refinanciación) e (y) que la vigencia promedio ponderada al vencimiento de dicho Endeudamiento refinanciado no sea más breve que el vencimiento del Endeudamiento que está siendo refinanciado;

(c) Endeudamiento respecto de obligaciones por autoseguro, garantías de cumplimiento, de oferta, de caución, por recursos de apelación y garantías similares, o representadas por depósitos, aceptaciones bancarias o cartas de crédito o instrumentos similares, Incurrido con respecto a lo antedicho por cuenta de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante en el giro habitual de los negocios;

(d) Acuerdos de Cobertura de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante celebrados en el giro habitual de los negocios y no con motivos especulativos;

(e) Endeudamiento derivado de acuerdos que prevén la indemnización, ajuste del precio de compra u obligaciones similares, en cada caso, Incurrido en relación con la enajenación de un negocio, activos o el

Capital Social de una Subsidiaria de la Garante; quedando establecido que la responsabilidad total máxima con respecto a dicho Endeudamiento en ningún momento podrá superar los fondos brutos efectivamente percibidos por la Emisora, la Garante o las Subsidiarias de la Garante en relación con dicha enajenación;

(f) Endeudamiento que surja del pago por un banco u otra entidad financiera de un cheque, giro bancario o instrumento similar girado contra fondos insuficientes en el giro habitual de los negocios;

(g) depósitos de clientes y pagos por adelantado recibidos de clientes por la venta, el arrendamiento o el otorgamiento bajo licencia de bienes y servicios en el giro habitual de los negocios;

(h) garantías de cualquier Endeudamiento que pueda incurrirse conforme a las disposiciones del presente compromiso;

(i) Endeudamiento de la Emisora incurrido con el propósito de financiar la totalidad o cualquier parte del costo de adquisición, desarrollo, construcción, reparación o mejora de cualquier Bien presente o futuro, o Endeudamiento incurrido para refinanciar un préstamo puente u otro financiamiento interino inicialmente Incurrido para financiar dicha adquisición, desarrollo, construcción, reparación o mejora (incluidos, en cada caso, los honorarios y gastos relacionados con la transacción), por parte de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante; siempre que dicho Endeudamiento, considerado en su conjunto con el monto de capital de cualquier otro Endeudamiento Incurrido conforme a esta cláusula (i) y que se encuentre pendiente de cancelación en ese momento, no excederá el 5% de los Activos Totales Consolidados de la Garante;

(j) Deuda Adquirida; quedando establecido que después de dar efecto a tal Incurrimiento, (A) la Emisora pudiera Incurrir en al menos US\$1,00 de Endeudamiento conforme al párrafo (1) precedente, o (B) (x) el Índice de Cobertura fuera igual o superior al dicho índice inmediatamente antes de tal operación, e (y) el Índice de Capitalización fuera igual o inferior a dicho índice inmediatamente antes de tal operación;

(k) Endeudamiento Incurrido en el marco de cualquier Financiamiento de Proyecto;

(l) Endeudamiento derivado de una o más Transacciones con Cuentas por Cobrar, cuyo monto de capital total combinado pendiente de cancelación no exceda el 2,5 % de los Activos Totales Consolidados de la Garante;

(m) cualquier Endeudamiento Profundamente Subordinado; y

(n) Endeudamiento que no esté permitido incurrir por otro motivo por un monto de capital total en cualquier momento pendiente de pago que no supere el 10% de los Activos Totales Consolidados de la Garante.

(3) A los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso:

(a) si un componente de Endeudamiento cumple los criterios de más de uno de los tipos de Endeudamiento descriptos anteriormente, incluso el párrafo (1) anterior, la Emisora, a su exclusivo criterio, podrá clasificar, y oportunamente reclasificar, dicho componente de Endeudamiento conforme a una de las cláusulas que anteceden; y

(b) la Emisora estará facultada para dividir y clasificar, y oportunamente podrá reclasificar, un componente de Endeudamiento en más de uno de los tipos de Endeudamiento descriptos anteriormente, incluso el párrafo (1) precedente.

Los intereses que se devenguen, la acumulación de dividendos, la acumulación o amortización del valor acumulado o del descuento de emisión original, el pago de intereses en forma de Endeudamiento adicional y el pago de dividendos en la forma de Acciones Descalificadas adicionales, según corresponda, no constituirán Endeudamiento Incurrido a los efectos de este compromiso.

Sin perjuicio de cualquier otra disposición del presente compromiso, no se considerará que la Emisora, la Garante o las Subsidiarias de la Garante, con respecto a cualquier Endeudamiento Incurrido pendiente de cancelación, se encuentran en incumplimiento del presente compromiso únicamente como consecuencia de fluctuaciones en el tipo de cambio.

A los fines de determinar el cumplimiento de cualquier restricción denominada en Dólares Estadounidenses respecto del Incurrimiento de Endeudamiento, el monto de capital equivalente a Dólares Estadounidenses de Endeudamiento denominado en una moneda extranjera será calculado en base al tipo de cambio de la moneda pertinente determinado como el promedio diario observado para los tipos de cambio informados por Banco de la Nación para un período de los últimos 30 días, incluyendo la fecha de Incurrimiento, para el caso de Endeudamiento a término, o la primera fecha de incurrimiento, en caso de Endeudamiento por créditos de renovación automática. El monto de capital de cualquier Endeudamiento Incurrido para

refinanciar otro Endeudamiento, de ser Incurrido en una moneda diferente de la del Endeudamiento que se refinancia, se calculará en base al tipo de cambio aplicable a las monedas en que se denomina dicho Endeudamiento refinanciado calculado en base a los tipos de cambio pertinentes conforme fueran calculados según la primera oración de este párrafo.

#### ***Limitación a los Gravámenes***

La Emisora y la Garante no crearán, asumirán ni permitirán que existan Gravámenes, distintos de los Gravámenes Permitidos, sobre todos o una parte de sus Bienes presentes o futuros, sin garantizar, al mismo tiempo o antes, las Obligaciones Negociables en forma equivalente o proporcional con tales Bienes, y dispondrán que las Subsidiarias de la Garante hagan lo propio.

#### ***Limitación a Pagos Restringidos***

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Incumplimiento, la Garante (i) durante el período que comienza inmediatamente después de dicho Supuesto de Incumplimiento hasta los 90 días posteriores a que la notificación de dicho Supuesto de Incumplimiento hubiera sido cursada a los tenedores de conformidad con el Contrato de Fideicomiso, y en la medida que dicho Supuesto de Incumplimiento continúe vigente durante dicho período; o (ii) en cualquier momento después de que se hubiera declarado la caducidad de las Obligaciones Negociables en virtud del Contrato de Fideicomiso, y en la medida que dicha caducidad no hubiera sido rescindida, anulada ni subsanada conforme al Contrato de Fideicomiso, no podrá realizar los siguientes actos:

(A) declarar o pagar cualquier dividendo o realizar cualquier distribución sobre sus participaciones accionarias, salvo por los pagos realizados en virtud de, y de conformidad con los términos del Acuerdo de IVA, conforme dicho acuerdo se encuentre vigente a la Fecha de Emisión y Liquidación;

(B) efectuar pagos por la compra, rescate, adelanto, cancelación, retiro o adquisición de (x) cualquiera de sus participaciones accionarias o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Garante, o (y) cualquier opción de compra de acciones, warrant u otros derechos para adquirir tales participaciones accionarias; o

(C) efectuar pagos o pagos por adelantado de capital, o efectuar pagos de intereses, sobre cualquiera de o de su Endeudamiento Subordinado o el de la Emisora, o recomprar, rescatar o adquirir los mismos de otro modo.

Asimismo, la Garante (x) no podrá llevar a cabo ninguno de los actos previstos en las cláusulas (A), (B) y (C) precedentes, ni (y) realizar ningún depósito para los fines previstos en las cláusulas (A), (B) y (C) precedentes, si tales actos resultaran en un Supuesto de Incumplimiento.

#### ***Limitación a Transacciones con Afiliadas***

La Emisora y la Garante no celebrarán, y no permitirán que ninguna Subsidiaria de la Garante celebre, directa o indirectamente, ninguna transacción, incluso la transmisión, venta, alquiler u otra enajenación de Bienes, con ninguna Afiliada de la Garante, salvo en términos comercialmente razonables no menos favorables para la Garante que aquéllos que podrían obtenerse en una operación entre partes independientes con una Persona que no fuera una Afiliada de la Garante.

#### ***Limitación a la Consolidación, Fusión por Absorción o Venta de Activos***

La Garante y la Emisora, en una única operación o una serie de operaciones relacionadas, no se consolidarán por fusión o absorción con otra Persona; y no transferirán, traspasarán, venderán, ni de otro modo enajenarán la totalidad o sustancialmente la totalidad de los activos de la Garante a ninguna Persona, a menos que: (A) la Persona resultante de la fusión propiamente dicha o fusión por absorción, de no ser la Garante, o la Persona que adquirió mediante transferencia, transmisión, venta u otra enajenación los activos de la Garante (cualquiera de dichas Personas, un “**Sucesor**”) asuma en forma expresa, en virtud de un contrato de fideicomiso complementario, todas las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso o de la Garante conforme a la Garantía y el Contrato de Fideicomiso; (B) si inmediatamente después de dar efecto a la operación (incluso dar efecto a cualquier Endeudamiento Incurrido en relación con dicha operación), la Garante, la Emisora o el Sucesor, según corresponda, (i) pudieran incurrir como mínimo en US\$1,00 de Endeudamiento adicional según el párrafo (1) del compromiso descrito en el apartado “—*Limitación al Endeudamiento*”; o (ii) (x) el Índice de Cobertura de la Garante (o dicho Sucesor) fuera igual o superior a dicho índice inmediatamente antes de tal operación, e (y) el Índice de Capitalización de la Garante (o cualquier Sucesor) fuera igual o inferior a dicho índice inmediatamente antes de dicha operación; (C) si inmediatamente después de dar efecto a dicha operación (incluso el reemplazo en virtud de la misma de cualquier Sucesor respecto de la Garante o la

Emisora, según corresponda) y considerando cualquier Endeudamiento incurrido por la Garante, la Emisora o cualquier Sucesor en relación con dicha operación como incurrido en forma simultánea con tal operación, no se hubiera producido ni continuara vigente un Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables; y (D) la Garante o la Emisora hubieran entregado al Agente Fiduciario un Certificado de Funcionarios (junto con los cómputos para demostrar cumplimiento de este párrafo) y una Opinión Legal, donde conste en cada caso, que la fusión por absorción o consolidación, o la transferencia, transmisión, venta u otra enajenación y, de ser necesario un contrato de fideicomiso complementario en relación con tal operación, dicho contrato de fideicomiso complementario cumple con el Contrato de Fideicomiso y que se cumplieron las condiciones precedentes incluidas en el Contrato de Fideicomiso con respecto a dicha operación.

A los fines de lo descripto precedentemente, la transferencia (ya sea mediante cesión, venta o de cualquier otra forma, en una única transacción o en una serie de transacciones) de la totalidad o de una parte sustancial de los activos de una o más Subsidiarias, cuyo Capital Social constituya la totalidad o una parte sustancial de los activos de la Garante, se considerará como una transferencia de la totalidad o de una parte sustancial de los activos de la Garante.

Ante la consolidación o fusión por absorción, o transferencia de todos o sustancialmente todos los activos de la Garante de acuerdo con lo antedicho, donde la Emisora o la Garante no fueran la entidad continuadora, el Sucesor que se cree como consecuencia de dicha consolidación o en el que se fusionen la Emisora o la Garante o a quien se realice la transmisión o transferencia, sucederá y reemplazará y podrá ejercer todos los derechos y facultades de la Emisora o la Garante, según corresponda, conforme al Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables y la Garantía, según corresponda, con el mismo efecto como si dicho Sucesor hubiera sido nombrado como tal.

A fin de evitar cualquier tipo de dudas, la re-domiciliación de la Garante de una jurisdicción a otra jurisdicción, incluyendo, sin limitación, la adopción de un nuevo tipo societario y de un nuevo estatuto como resultado de dicha re-domiciliación, no implicará un incumplimiento a este compromiso.

#### ***Cumplimiento de Leyes y Otros Contratos***

La Emisora y la Garante deberán cumplir con (i) todas las leyes, normas, reglamentaciones, órdenes e instrucciones aplicables de cualquier organismo gubernamental que tenga jurisdicción sobre ellas o sobre sus negocios o bienes y (ii) todos los compromisos y demás obligaciones contenidas en cualquier contrato en el que la Emisora o la Garante sean parte, excepto cuando el incumplimiento de los mismos no tuviera, en su conjunto, un efecto adverso significativo sobre el negocio, los activos, las operaciones o la condición financiera de la Emisora, la Garante y sus Subsidiarias, consideradas en su conjunto.

#### ***Informes al Agente Fiduciario***

El Contrato de Fideicomiso establecerá que, en cualquier momento mientras las Obligaciones Negociables se encuentren en circulación, la Emisora y la Garante:

(a) notificar por escrito en forma inmediata (y a todo evento dentro de los 10 días) al Agente Fiduciario, en idioma inglés, sobre la ocurrencia de cualquier Supuesto de Incumplimiento, acompañada de una certificación que especifique la naturaleza de dicho Supuesto de Incumplimiento y las medidas que tanto la Emisora como la Garante han adoptado o se proponen adoptar al respecto;

(b) tan pronto como sea posible y, a todo evento, dentro de los 90 días posteriores al cierre de cada trimestre económico de cada ejercicio económico (distinto del último trimestre económico de cada ejercicio), entregarán al Agente Fiduciario una copia, redacta en inglés, de los estados financieros consolidados no auditados de la Garante para dicho trimestre junto con las notas a los estados financieros, confeccionados de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o, luego de la adopción de las NIIF por parte de la Garante a los efectos del Contrato de Fideicomiso, de conformidad con las NIIF;

(c) tan pronto como sea posible y, a todo evento, dentro de los 120 días posteriores al cierre de cada ejercicio económico, entregarán al Agente Fiduciario una copia, redactada en inglés, de los estados financieros consolidados auditados de la Garante, junto con el informe de los auditores y las notas a los estados financieros, confeccionados de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o, luego de la adopción de las NIIF por la Garante a los efectos del Contrato de Fideicomiso, de conformidad con las NIIF; y

(d) dentro de los 120 días posteriores al cierre de cada ejercicio económico, entregará un Certificado de Funcionarios en el que se indique que el firmante tiene conocimiento de la existencia de cualquier Incumplimiento que haya ocurrido y continúe vigente, especificando la naturaleza de dicho Incumplimiento y su estado actual.

En tanto alguna de las Obligaciones Negociables continúe en circulación y constituya un “título valor de circulación restringida” dentro del significado de la Norma 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, la Emisora proporcionará a los tenedores de las Obligaciones Negociables y eventuales inversores, ante su requerimiento, la información que deba ser entregada conforme a la Norma 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos.

La entrega de los informes antedichos al Agente Fiduciario tiene fines informativos únicamente y la recepción por parte del Agente Fiduciario de dichos Informes no constituirá notificación implícita de la información incluida en los mismos ni determinable a partir de la información allí contenida, incluyendo el cumplimiento de la Emisora, la Garante o cualquiera de sus Subsidiarias de cualquiera de los compromisos previstos en el Contrato de Fideicomiso.

### **Notificaciones**

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables globales serán enviadas a DTC de acuerdo con sus procedimientos aplicables.

También se requerirá que la Emisora disponga todas las demás publicaciones de dichas notificaciones según lo que pueda ser requerido periódicamente de cualquier forma por las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables, las Normas de la CNV y por cualquier ley y/o reglamentación argentina aplicable (incluso, entre otras, la publicación de notificaciones en la Página Web de la CNV).

En tanto cualquiera de las Obligaciones Negociables se liste y negocie en BYMA y se negocie en A3 Mercados, la Emisora publicará todas las notificaciones y avisos en el Boletín Diario de la BCBA, de conformidad con la delegación de facultades de BYMA, y en el boletín electrónico de A3 Mercados.

Las notificaciones se considerarán cursadas en la fecha del despacho por correo o de la publicación según lo mencionado o, de ser publicadas en distintas fechas, en la fecha de la primera de dichas publicaciones.

### **Incumplimientos y Recursos**

#### ***Supuestos de Incumplimiento***

Cada uno de los siguientes hechos constituirá un Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables (“**Supuesto de Incumplimiento**”):

(i) incumplimiento en el pago de intereses o Montos Adicionales sobre las Obligaciones Negociables cuando vencieran y resultaran pagaderos, y el incumplimiento continuara por un plazo de 30 días corridos;

(ii) incumplimiento en el pago de capital, o prima, si hubiera, sobre las Obligaciones Negociables a su vencimiento, rescate en caso de declaración de caducidad de plazos o en otros casos, y dicho incumplimiento continuara por un plazo de tres Días Hábiles;

(iii) incumplimiento de cualquier compromiso de la Emisora o la Garante contenido en las Obligaciones Negociables, la Garantía o el Contrato de Fideicomiso (salvo por los incumplimientos especificados en las cláusulas (i) o (ii) precedentes) y dicho incumplimiento continuara por un período de 60 días corridos después de que el Agente Fiduciario cursara notificación escrita a la Emisora o a la Garante, o la cursaran los tenedores que representen al menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación a la Emisora y al Agente Fiduciario;

(iv) incumplimiento por parte de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante de (a) realizar pagos por un monto total superior a US\$75 millones (o el equivalente en otras monedas), a su vencimiento (después de dar efecto a cualquier período de gracia aplicable) con respecto a una o varias clases o emisiones de Endeudamiento (distinta de las Obligaciones Negociables); o (b) cualquier plazo, compromiso, condición, disposición de uno o más Endeudamientos (distintas de las Obligaciones Negociables), incumplimiento éste que, en el caso de la cláusula (b), resulte en su vencimiento anticipado por un monto total superior a US\$75 millones (o el equivalente en otras monedas);

(v) se hubieran dictado contra la Emisora, la Garante o cualquiera de sus Subsidiarias o cualquiera de sus bienes, una o más sentencias, órdenes o decretos definitivos y no apelables para el pago de sumas de dinero superiores a US\$75 millones (o el equivalente en otras monedas) (en la medida que no estén no cubiertas por seguro), ya sea en forma individual o conjunta, y (a) no hubieran sido canceladas o totalmente garantizadas dentro de 90 días corridos de la fecha en que fueron dictadas, o (b) no fuera aplicable el plazo de los 90 días corridos durante el cual estaría suspendida la ejecución de dicha sentencia o resolución con motivo de una apelación pendiente de resolución u otro motivo;

(vi) la Emisora o la Garante (a) solicitaran o prestaran su consentimiento para la designación de un depositario, síndico, liquidador o funcionario similar para ellas o sus bienes, (b) no fueran capaces o admitieran por escrito su incapacidad de pagar sus deudas a su vencimiento, (c) realizaran una cesión general en beneficio de sus acreedores, (d) fueran declaradas en quiebra o insolventes, (e) presentaran un pedido de quiebra o presentaran un pedido de reorganización o un concurso preventivo de acreedores judicial o extrajudicial o procuraran la aplicación de cualquier ley en materia de insolvencia, (f) admitieran las alegaciones sustanciales de un pedido de quiebra, reorganización o insolvencia presentado en su contra, o (g) adoptaran cualquier medida societaria a los fines de dar efecto a cualquiera de las cuestiones antedichas o supuestos equivalentes en virtud de las leyes de la Argentina;

(vii) un juez competente dispusiera una orden, sentencia o fallo para declarar su quiebra, reestructuración, disolución, liquidación, la designación de un síndico, depositario, liquidador o funcionario similar para la Emisora o la Garante o respecto de la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus activos u otro recurso similar respecto de la Emisora o la Garante conforme a cualquier ley aplicable sobre quiebras y concursos y dicha orden, sentencia o fallo no fuera suspendido y continuara vigente por un período de 90 días corridos;

(viii) se tornara ilícito para la Emisora o la Garante realizar los pagos exigidos en virtud de las Obligaciones Negociables, la Garantía o el Contrato de Fideicomiso;

(ix) un organismo gubernamental realizara algún secuestro, incautación, compra obligatoria o expropiación o tomara bajo su custodia o control los activos de la Emisora, la Garante o cualquiera de sus Subsidiarias (cada una, una “**Expropiación**”) que, en conjunto, sería probable que tenga un efecto sustancial adverso sobre la capacidad de la Emisora o la Garante, según corresponda, de cumplir sus obligaciones en virtud del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables o la Garantía; *quedando establecido* que:

- a. aquellas medidas no discriminatorias de aplicación general adoptadas de buena fe por un Organismo Gubernamental y del tipo que autoridades gubernamentales suelen adoptar en consideración del interés público por cuestiones de seguridad pública, recaudación de impuestos, protección del medioambiente o reglamentación de la actividad económica, no estarán comprendidas en la definición de Expropiación;
- b. el incumplimiento por parte de Organismos Gubernamentales de una obligación de naturaleza contractual frente a la Emisora o la Garante no constituirá, por sí mismo, una Expropiación;
- c. el secuestro, la compra obligatoria o la expropiación de cualquier bien, derecho o activo de la Emisora, la Garante o sus Subsidiarias, ubicados en la República de Bolivia, o los ingresos de la Emisora o la Garante provenientes de operaciones desarrolladas en la República de Bolivia, no estarán comprendidos en la definición de Expropiación.

(x) se acordara o declarara una moratoria general con respecto al pago o cumplimiento de las obligaciones de la Emisora y la Garante; y

(xi) se resolviera en un procedimiento judicial que la Garantía es inexigible o inválida o ésta dejara de tener efectos por cualquier motivo, si la Garantía no es reemplazada por una Garantía sustituta u otra garantía aprobada por los tenedores que representen la mayoría del valor nominal total en circulación de las Obligaciones Negociables presentes o representadas en una asamblea de dichos tenedores debidamente convocada en la que se encuentre constituido quórum, dentro de los 60 días corridos posteriores al envío de la notificación escrita a la Emisora y la Garante, o que la Garante negara o repudiara sus obligaciones en virtud de dicha Garantía.

#### ***Consecuencias ante un Supuesto de Incumplimiento***

Si tuviera lugar y continuara vigente un Supuesto de Incumplimiento que no sea un incumplimiento descrito en los puntos (vi) u (vii) conforme al Contrato de Fideicomiso, el Agente Fiduciario, ante instrucción de los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en ese momento en circulación, mediante notificación escrita a la Emisora, deberá declarar vencidos y exigibles de inmediato el capital y los intereses devengados sobre las Obligaciones Negociables. En caso de una declaración de caducidad de plazos debido al acaecimiento y subsistencia de un Supuesto de Incumplimiento establecido en el punto (v) anterior, dicha declaración de caducidad de plazos será automáticamente rescindida y anulada si el supuesto de incumplimiento que desencadena dicho Supuesto de Incumplimiento de conformidad con el punto (v) anterior es subsanado o remediado por la Emisora, la Garante y/o las Subsidiarias respectivas o es dispensado por los tenedores del Endeudamiento respectivo, en tanto la rescisión no sea contraria a una sentencia o resolución dictada por un tribunal competente. Luego

de una declaración de caducidad de plazos, dicho capital e intereses pasarán a estar vencidos y serán pagaderos inmediatamente. Si tuviera lugar un incumplimiento descrito en los puntos (vi) u (vii), el capital e intereses devengados sobre las Obligaciones Negociables entonces en circulación vencerán y serán pagaderos de inmediato sin ninguna declaración ni otro acto por parte del Agente Fiduciario ni de ningún tenedor.

Los tenedores de la mayoría del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación podrán, mediante notificación escrita a la Emisora y al Agente Fiduciario, dispensar todos los Incumplimientos anteriores o existentes y rescindir y anular una declaración de caducidad de plazos y sus consecuencias si:

(1) todos los Supuestos de Incumplimiento existentes, con la excepción del incumplimiento de pago de capital, prima, si hubiera, e intereses (incluso Montos Adicionales) sobre las Obligaciones Negociables que hayan vencido únicamente por la declaración de caducidad de plazos, hubieran sido subsanados o dispensados; y

(2) la rescisión no estuviera en conflicto con ninguna sentencia o resolución de un juez competente;

*teniendo en cuenta que se requerirá el voto afirmativo unánime de cada uno de los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación afectados para adoptar una decisión válida sobre un Incumplimiento o un Supuesto de Incumplimiento en el pago de capital, prima, en su caso, o intereses bajo las Obligaciones Negociables, o respecto de un compromiso o disposición que no pueda ser modificada o enmendada sin dicho consentimiento unánime de los tenedores de las Obligaciones Negociables, según se describe en “—Modificaciones con el consentimiento de los tenedores.”*

No se presumirá que el Agente Fiduciario tiene conocimiento de cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables a menos que la Emisora, la Garante o cualquier tenedor de Obligaciones Negociables haya cursado una notificación escrita de dicho Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento a un funcionario responsable del Agente Fiduciario con responsabilidad directa por la administración del Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables, en la cual el Agente Fiduciario podrá confiar de forma concluyente.

Los tenedores de una mayoría del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación podrán instruir el momento, método y lugar de realización de cualquier procedimiento para un recurso disponible al Agente Fiduciario o para el ejercicio de cualquier derecho o facultad fiduciaria conferida al Agente Fiduciario. No obstante, el Agente Fiduciario podrá rehusarse a seguir cualquier instrucción que fuera contraria a la ley o al Contrato de Fideicomiso o que pueda implicar responsabilidad personal del Agente Fiduciario o que, según determinación de buena fe del Agente Fiduciario, pudiera resultar indebidamente perjudicial para el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables que no compartan dicha instrucción y puede realizar cualquier otra acción que considere conveniente que no fuera en contra de dicha instrucción recibida de los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Ningún tenedor podrá entablar acciones judiciales o de otro tipo respecto del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables, la Garantía, o para obtener cualquier otro recurso conforme a los mismos, a menos que:

(1) el tenedor haya previamente otorgado al Agente Fiduciario notificación escrita de un Supuesto de Incumplimiento vigente;

(2) los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación hayan presentado solicitud escrita al Agente Fiduciario para iniciar acciones judiciales respecto del Supuesto de Incumplimiento;

(3) los tenedores hubieran ofrecido y brindado al Agente Fiduciario una indemnización y/o garantía razonablemente satisfactoria para el Agente Fiduciario contra los costos, obligaciones y erogaciones a ser incurridas en cumplimiento de dicha solicitud;

(4) durante el período de 90 días después de la recepción por el Agente Fiduciario de dicha notificación, solicitud y oferta de indemnización y/o garantía no hubiera entablado dichas acciones; y

(5) durante dicho período de 90 días, los tenedores de una mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación no hubieran impartido al Agente Fiduciario una instrucción contraria a dicha solicitud escrita.

Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario, el derecho de un tenedor de una Obligación Negociable a recibir el pago de capital o intereses sobre su Obligación Negociable en el Vencimiento Declarado, o



posteriormente o a iniciar acciones para la exigibilidad de dicho pago en dichas fechas o posteriormente (incluso cualquier acción ejecutiva individual conforme al Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables) no podrá ser menoscabado o afectado sin el consentimiento de ese tenedor. A tal fin, cualquier tenedor de una participación bajo una obligación negociable global tendrá el derecho a obtener comprobante de su participación de titularidad en una obligación negociable global de acuerdo con el Artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales (inclusive para iniciar una acción ejecutiva en la forma establecida en la Ley de Obligaciones Negociables) y a tales fines, dicho tenedor será considerado titular de la porción de la obligación negociable global que representa su participación de titularidad en ella.

Si tuviera lugar y continuara vigente un Incumplimiento y un funcionario responsable del Agente Fiduciario hubiese recibido notificación escrita de dicho Incumplimiento, el Agente Fiduciario enviará notificación del Incumplimiento a cada tenedor dentro de los 90 días de que ocurra, salvo que el Incumplimiento haya sido subsanado; teniendo en cuenta que, con la excepción del caso de un incumplimiento del pago de capital o intereses sobre cualquier Obligación Negociable, el Agente Fiduciario podrá retener la notificación si y en tanto el directorio, el comité ejecutivo o un comité fiduciario de directores del Agente Fiduciario determinara de buena fe que la retención de la notificación resulta a favor de los intereses de los tenedores.

Un Incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables, salvo que fuera subsanado o dispensado, podría desencadenar un incumplimiento en los términos de ciertos acuerdos de deuda existentes o futuros de la Emisora o la Garante.

#### **Ausencia de responsabilidad personal de directores, funcionarios, empleados, socios fundadores, socios o accionistas**

Exceptuando lo específicamente previsto en la ley aplicable, ningún director, funcionario, empleado, socio fundador, socio o accionista de la Emisora o la Garante, en tal carácter, tendrá responsabilidad alguna por las obligaciones de la Emisora o la Garante conforme a las Obligaciones Negociables, la Garantía o el Contrato de Fideicomiso ni por ningún reclamo basado en dichas obligaciones, respecto de ellas o con motivo de ellas. En la medida de lo permitido por las leyes aplicables, cada tenedor de las Obligaciones Negociables mediante la aceptación de una Obligación Negociable renuncia y libera de toda responsabilidad.

#### **Indemnidad de Moneda**

Las obligaciones de la Emisora y la Garante conforme a las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso de realizar el pago en Dólares Estadounidenses no serán canceladas o satisfechas mediante ninguna oferta o recupero conforme a cualquier sentencia expresada o convertida a ninguna otra moneda ni en ningún otro lugar, salvo en tanto el Día Hábil siguiente a la recepción de cualquier suma decretada adeudada de este modo en la moneda de sentencia, el beneficiario pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, comprar Dólares Estadounidenses por el monto originalmente adeudado con la moneda de sentencia. Si, a los fines de obtener sentencia en algún tribunal, resulta necesario convertir una suma adeudada conforme a las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso en Dólares Estadounidenses a otra moneda (referida en este párrafo como la “moneda de sentencia”), el tipo de cambio será aquél al que, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, dicho beneficiario podría comprar tales Dólares Estadounidenses en Nueva York, Nueva York con la moneda de sentencia el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se dicte dicha sentencia. La obligación de la Emisora y la Garante respecto de dicha suma adeudada conforme a las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso, independientemente del tipo de cambio efectivamente aplicado al dictaminar la sentencia, será cancelada únicamente en la medida en que el Día Hábil siguiente a la recepción por el beneficiario pertinente de cualquier suma decretada adeudada en virtud de las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso en la moneda de sentencia, el beneficiario pertinente pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales, comprar y transferir Dólares Estadounidenses a la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos, con el monto de la moneda de sentencia así decretada adeudada (dando efecto a cualquier compensación o reconversión tenida en cuenta al dictar dicha sentencia). Consecuentemente, como una obligación independiente y sin perjuicio de dicha sentencia, la Emisora y la Garante por el presente acuerdan indemnizar a cada uno de los tenedores de las Obligaciones Negociables y al Agente Fiduciario y pagar, a su reclamo, en Dólares Estadounidenses, el monto por el cual la suma originalmente adeudada a los tenedores de las Obligaciones Negociables o al Agente Fiduciario en Dólares Estadounidenses en virtud de las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso supere el monto de Dólares Estadounidenses así comprado y transferido.

Conforme a lo establecido en el Artículo 4° de la Ley de Obligaciones Negociables, la Emisora y la Garante renuncian irrevocablemente a cualquier derecho a alegar que cualquier pago en Dólares Estadounidenses en relación con las Obligaciones Negociables pueda ser efectuado en cualquier otra moneda que no sea

Dólares Estadounidenses. Asimismo, la Emisora y la Garante renuncian a cualquier derecho a pagar en Pesos Argentinos, de acuerdo con el Artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación, conforme fuera modificado por el Decreto 70. En el supuesto de que el Decreto 70 dejara de estar vigente, la Emisora y la Garante reconocen que dicho Artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación no resulta aplicable respecto de cualquier pago en Dólares Estadounidenses a ser realizado en relación con las Obligaciones Negociables, y cada una de la Emisora y la Garante renuncia irrevocablemente a cualquier derecho que pudiera permitirles alegar que cualquier pago en Dólares Estadounidenses en relación con las Obligaciones Negociables pueda ser efectuado en cualquier otra moneda distinta a los Dólares Estadounidenses y, por lo tanto, desisten y renuncian a la aplicabilidad del mismo con respecto a cualquier pago en Dólares Estadounidenses en relación con las Obligaciones Negociables.

La Emisora y la Garante acuerdan que, sin perjuicio de cualquier restricción o prohibición respecto del acceso al mercado cambiario en la Argentina, todos y cada uno de los pagos a ser efectuados respecto de las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso serán realizados en Dólares Estadounidenses. Ninguno de los términos incluidos en las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso justificará que la Emisora o la Garante se rehúsen a realizar pagos conforme a las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso en Dólares Estadounidenses por cualquier motivo, incluso, a título enunciativo, cualquiera de los siguientes: (i) que la compra de Dólares Estadounidenses en la Argentina por cualquier medio resulte más onerosa o gravosa para la Emisora o la Garante que a la fecha del presente y (ii) el aumento significativo del tipo de cambio vigente en la Argentina respecto del vigente a la fecha del presente. La Emisora y la Garante renuncian al derecho a invocar cualquier defensa de imposibilidad de pago, imposibilidad de pagar en Dólares Estadounidenses (asumiendo responsabilidad por cualquier caso de fuerza mayor o caso fortuito) o defensas o principios similares (incluso, sin limitación, los principios de equidad o del esfuerzo compartido).

En el caso en el que en cualquier fecha de pago de las Obligaciones Negociables existieran restricciones (incluso restricciones de hecho) o prohibiciones para acceder al mercado cambiario en la Argentina, la Emisora procurará pagar todos los montos pagaderos en virtud de las Obligaciones Negociables en Dólares Estadounidenses, a opción de la Emisora, (i) mediante la compra a precio de mercado de títulos valores de cualquier clase de bonos soberanos argentinos denominados en Dólares Estadounidenses o cualesquiera otros títulos valores o bonos públicos o privados denominados en Dólares Estadounidenses negociados en la Argentina, y la posterior transferencia y venta de dichos instrumentos fuera de la Argentina a cambio de Dólares Estadounidenses, con el alcance permitido por la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro mecanismo razonable permitido por ley en la Argentina (incluyendo, sin limitación, mediante el uso de fondos de libre disponibilidad), en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos que deban pagarse en relación con los procedimientos mencionados en este párrafo correrán por cuenta de la Emisora.

## **Modificaciones y dispensas**

### ***Modificaciones sin el consentimiento de los tenedores***

La Emisora, la Garante y el Agente Fiduciario y podrán, luego de la recepción por parte del Agente Fiduciario de un Certificado de Funcionarios y Opinión Legal confirmando el cumplimiento de los requisitos del Contrato de Fideicomiso, modificar o complementar el Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables y la Garantía sin notificación a ningún tenedor de Obligaciones Negociables y sin obtener su consentimiento:

(1) para subsanar alguna ambigüedad, defecto o inconsistencia en el Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables o la Garantía de una forma que no resultara sustancialmente adversa para los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables;

(2) para cumplir con “—*Ciertos compromisos— Limitación a la Consolidación, Fusión por Absorción o Venta de Activos*” incluso para disponer que un sucesor asuma las obligaciones de la Garante o la Emisora;

(3) para acreditar y disponer la aceptación de una designación de un Agente Fiduciario sucesor y un sucesor del representante del Agente Fiduciario en la Argentina en los términos del Contrato de Fideicomiso;

(4) para establecer cualquier garantía adicional de las Obligaciones Negociables, para establecer cualquier derecho de garantía adicional en relación con las Obligaciones Negociables o la Garantía o para confirmar y acreditar la liberación, extinción o cancelación de cualquier garantía o Gravamen que garantice las Obligaciones Negociables o la Garantía cuando dicha liberación, extinción o cancelación sea permitida por el Contrato de Fideicomiso;

(5) para disponer o confirmar la emisión de Obligaciones Negociables adicionales;

(6) para cumplir con cualquier requisito de la CNV, BYMA o A3 Mercados respecto de la forma de las Obligaciones Negociables o las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables, sujeto a la excepción de que dicho cambio no estará permitido si viola el apartado (b) de “*Modificaciones con el consentimiento de los tenedores*” a continuación;

(7) para realizar cualquier otro cambio que no afecte sustancial o adversamente los derechos de cualquier tenedor;

(8) para adaptar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables o la Garantía a esta “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”;

(9) para agregar compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones adicionales que sean en beneficio de los tenedores; o

(10) para renunciar a cualquier derecho o facultad conferida a la Emisora o la Garante.

***Modificaciones con el consentimiento de los tenedores***

(a) Excepto por lo dispuesto en contrario en “—*Incumplimientos y Recursos—Consecuencias ante un Supuesto de Incumplimiento*” o en el apartado (b), la Emisora, la Garante y el Agente Fiduciario, una vez que el Agente Fiduciario hubiera recibido un Certificado de Funcionarios y una Opinión Legal por los que se ratificara el cumplimiento de las exigencias del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables y la Garantía, podrán modificar el Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables y la Garantía, o dispensar el cumplimiento por la Emisora o la Garante de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables o la Garantía, con el consentimiento de tenedores que representen una mayoría del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación, si así lo permiten las leyes argentinas aplicables vigentes.

(b) Sin perjuicio de las disposiciones del apartado (a), sin el consentimiento unánime de los tenedores de las Obligaciones Negociables en circulación afectados, una modificación, complemento o dispensa no podrá:

(1) reducir el monto de capital ni modificar el Vencimiento Declarado de cualquier cuota de capital de cualquier Obligación Negociable;

(2) reducir la tasa o cambiar el Vencimiento Declarado de ningún pago de intereses sobre ninguna Obligación Negociable;

(3) reducir el monto a pagar en oportunidad del rescate de alguna Obligación Negociable o, respecto de un rescate optativo, las instancias en las que cualquier Obligación Negociable puede ser rescatada o, una vez cursada la notificación de rescate, la instancia en la que debe ser rescatada;

(4) disponer que alguna Obligación Negociable sea pagadera en una moneda que no sea la declarada en la Obligación Negociable o cambiar el lugar en que la Obligación Negociable sea pagadera;

(5) restringir el derecho de cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables para recibir cualquier pago de capital o pago de intereses sobre las Obligaciones Negociables de dicho tenedor, en su Vencimiento Declarado o posteriormente o para entablar acciones para la ejecución de dicho pago;

(6) reducir el monto de capital de las Obligaciones Negociables requerido para modificaciones o dispensas, o modificar las disposiciones del Contrato de Fideicomiso en relación con las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables (excepto para establecer que ciertas disposiciones del Contrato de Fideicomiso no pueden ser modificadas ni dispensadas sin el consentimiento del tenedor de dicha Obligación Negociable adversamente afectada por tal modificación o dispensa);

(7) cambiar o modificar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso que afecte la clasificación de las Obligaciones Negociables en una forma adversa para los tenedores de las Obligaciones Negociables;

(8) realizar ningún cambio en las disposiciones del Contrato de Fideicomiso descriptas en “—*Montos Adicionales*” que afecte adversamente los derechos de algún tenedor o modifique los términos de las Obligaciones Negociables en un modo que resultara en una pérdida de la exención de los impuestos aplicables;

(9) eliminar o modificar de cualquier manera las obligaciones de la Garante con respecto a su Garantía que afecte adversamente a los tenedores en cualquier aspecto sustancial, salvo conforme sea expresamente permitido por el Contrato de Fideicomiso; o

(10) modificar o cambiar la ley aplicable a las Obligaciones Negociables o la jurisdicción aplicable para acciones en relación con el Contrato de Fideicomiso.

A la fecha del presente Suplemento y conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, la aprobación de cualquier modificación, complemento o dispensa por parte de los tenedores requiere que el consentimiento de dichos tenedores se obtenga en una asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables celebrada del modo previsto en “—*Asambleas de tenedores*” o en virtud de cualquier otro medio confiable que garantice a los tenedores de Obligaciones Negociables acceso a información y que les permita votar, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables (conforme fuera modificada por el Artículo 151 de la Ley N°27.440 de Financiamiento Productivo) y cualquier otra reglamentación aplicable. No es necesario que los tenedores de las obligaciones negociables aprueben la forma específica de una modificación, complemento o dispensa propuesta, siendo suficiente que el consentimiento apruebe el contenido de las mismas.

Sin perjuicio de la lista que antecede y del párrafo precedente, (i) las modificaciones a los términos y condiciones esenciales de las Obligaciones Negociables requieren que tales decisiones se adopten por unanimidad del modo previsto en “—*Asambleas de tenedores*”, y (ii) la aprobación de cualquier enmienda, suplemento o renuncia por parte de los tenedores de las Obligaciones Negociables fuera de una asamblea de tenedores requerirá el consentimiento de los tenedores que representen la mayoría del capital de las Obligaciones Negociables en circulación.

El Agente Fiduciario no estará obligado a celebrar ninguna modificación que afecte adversamente sus propios derechos, funciones o inmunidades conforme al Contrato de Fideicomiso.

#### **Asambleas de tenedores**

Una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables podrá ser convocada por el Agente Fiduciario o la Emisora, ante la solicitud de los tenedores de por lo menos el 5% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación, o por la Emisora, a su criterio, de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables.

Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, quedando establecido que la Emisora o el Agente Fiduciario podrán decidir celebrar cualquiera de dichas asambleas en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos y/o en Londres, Reino Unido, simultáneamente a través de cualquier medio de telecomunicaciones que permita a los participantes escucharse mutuamente y hablar entre sí, y se considerará que dicha asamblea simultánea constituye una única asamblea a los fines del quórum y los porcentajes de votos aplicables a dicha asamblea. En cualquier caso, las asambleas se celebrarán en el horario y lugar y en la ciudad que la Emisora o el Agente Fiduciario determinen. Toda resolución adoptada en una asamblea convocada en Londres, Reino Unido o en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos será vinculante para todos los tenedores de las Obligaciones Negociables (estén presentes o no en dicha asamblea), únicamente mediante su ratificación a través de una asamblea de dichos tenedores celebrada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. El Contrato de Fideicomiso contendrá disposiciones para que los tenedores presentes o representados en asambleas de tenedores convocadas en Londres, Reino Unido o en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos designen representantes en las asambleas de tenedores en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sujeto a lo anterior, toda resolución debidamente adoptada será vinculante para todos los tenedores de Obligaciones Negociables (hayan estado o no presentes en la asamblea en la que se adoptó la resolución en cuestión).

Cualquiera de dichas asambleas se celebrará de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. Si una asamblea se celebra a solicitud escrita de los tenedores de Obligaciones Negociables, ésta deberá ser convocada dentro de los 40 días de la fecha en que dicha solicitud escrita sea recibida por la Emisora o el Agente Fiduciario, según el caso. La convocatoria a una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables (que incluirá la fecha, lugar y horario de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) deberá publicarse entre los 10 y los 30 días anteriores a la fecha fijada para la asamblea en el Boletín Oficial y en un diario de circulación general en la Argentina, en el Boletín Diario de la BCBA, de acuerdo con la delegación de facultades de BYMA (en tanto las Obligaciones Negociables estén listadas y se negocien en BYMA), y en el boletín electrónico de A3 Mercados (en tanto las Obligaciones Negociables se negocien en A3 Mercados), u otros sistemas informativos de los mercados en los que estén listadas y/o se negocien las Obligaciones Negociables, según corresponda.

Las asambleas de tenedores podrán ser convocadas simultáneamente para dos fechas, en caso de que la asamblea inicial sea aplazada por falta de quórum. No obstante, la convocatoria de la asamblea en segunda convocatoria, resultante del aplazamiento de la asamblea inicial por falta de quórum será enviada no menos de ocho (8) días antes de la fecha fijada para dicha asamblea en segunda convocatoria y será publicada

durante tres (3) Días Hábiles en el Boletín Oficial de la Argentina, en un diario de circulación general en la Argentina, en el Boletín Diario de la BCBA (en tanto las Obligaciones Negociables estén listadas y negocien en BYMA), y en el boletín electrónico de A3 Mercados (en tanto las Obligaciones Negociables se negocien en A3 Mercados), u otros sistemas informativos de los mercados en los que estén listadas y/o se negocien las Obligaciones Negociables, según corresponda. Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) tenedor de una o más Obligaciones Negociables en la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada por un instrumento por escrito como apoderada de dicho tenedor de una o más Obligaciones Negociables. Los tenedores que deseen asistir a una asamblea de tenedores deberán informar a la Emisora su intención de hacerlo al menos tres (3) Días Hábiles antes de la fecha de dicha asamblea.

Los tenedores de Obligaciones Negociables podrán asistir a las asambleas en persona o por carta poder. Las modificaciones o suplementos al Contrato de Fideicomiso o a las Obligaciones Negociables o las dispensas de cualquiera de sus disposiciones sólo podrán ser aprobadas en una asamblea extraordinaria.

El quórum en cualquier asamblea ordinaria convocada para adoptar una resolución lo constituirán personas que posean o representen la mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación, y en cualquier asamblea celebrada en segunda convocatoria lo constituirán las personas que se encuentren presentes en ella. El quórum en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución lo constituirán las personas que posean o representen por lo menos el 60% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación, y en las asambleas extraordinarias celebradas en segunda convocatoria lo constituirán las personas que posean o representen por lo menos el 30% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación. En cualquier asamblea o en una asamblea aplazada debidamente convocada y en la que exista quórum, toda resolución para modificar o reformar, o para dispensar el cumplimiento de, cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (distintas de las disposiciones referidas en el apartado (b) de “*Modificaciones con el consentimiento de los tenedores*”) será válidamente aprobada y decidida si es aprobada por las personas con derecho a votar una mayoría del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento representadas y votando en la asamblea.

Todo instrumento otorgado por cualquier tenedor de una Obligación Negociable o en su representación en relación con cualquier consentimiento a dicha modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los tenedores posteriores de dicha Obligación Negociable. Las modificaciones, enmiendas o dispensas del Contrato de Fideicomiso o las Obligaciones Negociables serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de las Obligaciones Negociables sea que hayan otorgado o no dicho consentimiento o que hayan estado o no presentes en cualquier asamblea y para todas las Obligaciones Negociables de dicha clase.

La Emisora designará la fecha de registro para determinar los tenedores de las Obligaciones Negociables con derecho a votar en cualquier asamblea y enviará convocatoria a los tenedores de las Obligaciones Negociables en la forma establecida en el Contrato de Fideicomiso. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables en la que dicho tenedor tenga derecho a votar, emitir un voto por cada Dólar Estadounidense de valor nominal de las Obligaciones Negociables.

A los fines de lo anterior, cualquier Obligación Negociable autenticada y entregada en virtud del Contrato de Fideicomiso, en cualquier fecha de determinación, será considerada “en circulación”, con la excepción de:

- Obligaciones Negociables canceladas por el Agente Fiduciario o entregadas al Agente Fiduciario para su cancelación;
- Obligaciones Negociables que hayan sido llamadas a rescate de acuerdo con sus términos o que hayan vencido y sean pagaderas al vencimiento o de otro modo y respecto de las que se hubieran depositado en el Agente Fiduciario fondos suficientes para pagar el capital y la prima, intereses, Montos Adicionales u otro monto sobre ellas; u
- Obligaciones Negociables en cuyo lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras Obligaciones Negociables de conformidad con el Contrato de Fideicomiso;

*teniendo en cuenta*, sin embargo, que en la determinación de si los tenedores del monto de capital requerido de Obligaciones Negociables en circulación están presentes en una asamblea de tenedores de las Obligaciones Negociables a los fines de quórum o han prestado consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, enmienda, modificación o complemento conforme al

Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables respecto de las cuales un funcionario responsable del Agente Fiduciario haya recibido notificación escrita de que tales Obligaciones Negociables son de titularidad, directa o indirectamente, de la Emisora, la Garante o cualquiera de sus Afiliadas (incluyendo, para evitar dudas, cualquier Subsidiaria) no serán tenidas en cuenta y no se considerarán en circulación.

Inmediatamente después de la celebración por la Emisora, la Garante y el Agente Fiduciario de cualquier complemento o modificación del Contrato de Fideicomiso, la Emisora lo notificará a los tenedores de las Obligaciones Negociables, y de corresponder, a la CNV, BYMA y A3 Mercados, con constancia, en términos generales, del contenido de dicho complemento o modificación. Si la Emisora no enviara dicha notificación a los tenedores de las Obligaciones Negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación lo hará el Agente Fiduciario por cuenta y cargo de la Emisora. La omisión de realizar tal notificación, o el hacerla de forma defectuosa, ya sea por parte de la Emisora o el Agente Fiduciario, no afectará la validez de dicho suplemento o de dicha modificación.

### **Extinción de obligaciones**

La Emisora, a su elección, podrá:

(1) ser dispensada de cualquier obligación con respecto a las Obligaciones Negociables (excepto por las siguientes obligaciones, incluyendo registrar la transferencia o canje de las Obligaciones Negociables, reemplazar las Obligaciones Negociables robadas, extraviadas o deterioradas, mantener agencias de pago y mantener en fideicomiso fondos para realizar pagos); o

(2) no cumplir con ciertos compromisos del Contrato de Fideicomiso, si la Emisora deposita irrevocablemente con el Agente Fiduciario, en un fideicomiso

(a) dinero,

(b) en ciertos casos, Obligaciones del Gobierno Estadounidense a través de cuyo pago de capital e intereses bajo los mismos proveerán dinero en cierto monto, o

(c) una combinación de ambos,

que en cada caso sea suficiente (sin reinversión), en la opinión de una firma de auditores externos, para pagar y cancelar (sin reinversión) el capital e intereses, en su caso, de las Obligaciones Negociables en circulación en las fechas de vencimiento de dichos pagos, de conformidad con los términos de las Obligaciones Negociables, hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate irrevocablemente designada por la Emisora de conformidad con la última frase de esta sección, en el día en que los pagos deban ser realizados de acuerdo con los términos del Contrato de Fideicomiso y de las Obligaciones Negociables; y no haya ocurrido ni subsista ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento (incluyendo a causa de tal depósito) a la fecha de dicho depósito o durante el período que finaliza 91 días después de dicha fecha.

A efectos de ejercer cualquiera de dichas opciones, la Emisora deberá entregar al Agente Fiduciario:

(i) una opinión de asesores legales independientes estadounidenses de la Emisora de reconocida trayectoria, donde conste que:

(A) los tenedores y titulares beneficiarios de las Obligaciones Negociables no reconocerán ingreso, ganancia o pérdida a los fines del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos como resultado de dicho depósito y extinción de ciertas obligaciones, y quedarán sujetos al impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos sobre el mismo monto y en la misma forma y en la misma oportunidad como si dicho depósito y extinción no hubieran ocurrido (opinión que, en el caso del apartado (1) anterior, deberá estar fundada en un cambio en la ley del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos o en una decisión del *Internal Revenue Service* de los Estados Unidos); y

(B) el fideicomiso de la extinción no está registrado, o no debe registrarse, como una compañía de inversión bajo la Ley de Sociedades de Inversión de los Estados Unidos de 1940.

(ii) una Opinión Legal y un Certificado de Funcionarios que acredite el cumplimiento de todas las condiciones precedentes previstas en el Contrato de Fideicomiso en relación con la extinción de las Obligaciones Negociables.

Si la Emisora depositara o dispusiera el depósito de dinero u Obligaciones del Gobierno Estadounidense para pagar o cancelar el capital (y prima, en su caso), e intereses, en su caso, de las Obligaciones Negociables en circulación hasta, pero excluyendo, una fecha de rescate en la que todas las Obligaciones Negociables en circulación sean rescatadas, dicha fecha de rescate será irrevocablemente designada por una resolución del Representante Legal de la Emisora entregada al Agente Fiduciario en o antes de la fecha del

depósito de dicho dinero y/u Obligaciones del Gobierno Estadounidense, y tal resolución será acompañada por un requerimiento irrevocable de la Emisora al Agente Fiduciario de que notifique dicho rescate en nombre y a expensas de la Emisora, no menos de 10 ni más de 60 días (o 90 días en el caso de un rescate bajo “— *Rescate Optativo – Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas*”) previos a dicha fecha de rescate, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso.

### **Satisfacción y Descargo**

El Contrato de Fideicomiso se cancelará y dejará de tener efectos (excepto en relación con los derechos de registro de transferencia o canje de Obligaciones Negociables subsistentes expresamente previstos y los derechos, protecciones, inmunidades e indemnidades del Agente Fiduciario) en relación con todas las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Contrato de Fideicomiso, cuando: (i) (a) se hayan entregado al Agente Fiduciario para cancelación todas las Obligaciones Negociables que hayan sido autenticadas, salvo aquellas extraviadas, robadas o destruidas que hayan sido reemplazadas o pagadas y las Obligaciones Negociables para cuyo pago se hayan depositado fondos en fideicomiso y éstos hayan sido posteriormente restituidos a la Emisora o liberados de dicho fideicomiso; o bien (b) todas las Obligaciones Negociables que no hayan sido entregadas al Agente Fiduciario para su cancelación se hayan tornado vencidas y exigibles o fueran a vencer dentro del año, ya sea a su Vencimiento Declarado o ante un llamado de rescate, y la Emisora o cualquier Subsidiaria hubiera depositado o dispuesto el depósito en el Agente Fiduciario, en calidad de fondos fideicomitidos exclusivamente para beneficio de los tenedores, efectivo en Dólares Estadounidenses, por montos suficientes para pagar y cancelar la deuda total sobre las Obligaciones Negociables no entregadas al Agente Fiduciario para cancelación en concepto de capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, e intereses devengados hasta la fecha de dicho depósito (en el caso de Obligaciones Negociables que se hayan tornado vencidas y exigibles) o hasta el Vencimiento Declarado o la fecha de rescate, según el caso; (ii) la Emisora hubiera pagado o dispuesto el pago de todas las sumas pagaderas por ella bajo el Contrato de Fideicomiso; (iii) la Emisora hubiera entregado al Agente Fiduciario un Certificado de Funcionarios y una Opinión Legal acreditando que se han satisfecho todas las condiciones precedentes para dicha satisfacción y descargo, y (iv) la Emisora hubiera entregado instrucciones irrevocables al Agente Fiduciario bajo el Contrato de Fideicomiso de destinar los fondos depositados al pago de las Obligaciones Negociables a su vencimiento o fecha de rescate, según el caso. Las obligaciones de la Emisora hacia cualquier agente de registro o agente de pago bajo el Contrato de Fideicomiso, y si se hubieran depositado fondos en el Agente Fiduciario de conformidad con el punto (i) anterior, las obligaciones del Agente Fiduciario con respecto al destino de los fondos en fideicomiso bajo el Contrato de Fideicomiso, continuarán vigentes sin perjuicio de la satisfacción y descargo del Contrato de Fideicomiso.

### **Registro y Sistema Escritural**

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma nominativa sin cupones de intereses. Las Obligaciones Negociables ofrecidas y vendidas con arreglo a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos estarán representadas por una obligación negociable global definitiva, registrada sin cupón de intereses (la “**obligación negociable global de la Regulación S**”), las cuales serán depositadas con el Agente Fiduciario en carácter de institución depositaria de DTC y registradas a nombre de una persona designada por DTC para acreditación en una cuenta de un participante directo o indirecto de DTC, incluyendo Euroclear y Clearstream, según se describe más adelante.

Las Obligaciones Negociables vendidas de conformidad con la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos estarán representadas por una obligación negociable global permanente en forma definitiva y plenamente nominativa y escritural sin cupones de intereses (la “obligación negociable global de circulación restringida y junto con la obligación negociable global de la Regulación S, las “obligaciones negociables globales”), las cuales serán depositadas en el Agente Fiduciario en carácter de institución depositaria de DTC y registradas a nombre de una persona designada por DTC para acreditación en una cuenta de un participante directo o indirecto de DTC, según se describe a continuación.

Cada obligación negociable global está sujeta a ciertas restricciones a la transferencia.

La titularidad de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global estará limitada a personas que tengan cuentas en DTC (los “**participantes**”) o a personas que ostenten participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global constará en, y las transferencias de dicha titularidad se efectuarán únicamente a través de, los registros mantenidos por DTC o las personas que ésta designe (respecto de participaciones de participantes) y los registros de participantes (respecto de participaciones de personas que no sean participantes).

En tanto DTC o la persona que ésta designe sea el titular registral o el tenedor de una obligación negociable global, se considerará que DTC o la persona que ésta designe, según corresponda, es el único titular o

tenedor de las Obligaciones Negociables representadas por dicha obligación negociable global para todos los efectos en virtud del Contrato de Fideicomiso. Ningún tenedor de una participación en una obligación negociable global podrá transferir esa participación, salvo con arreglo a lo dispuesto en las normas y procedimientos aplicables de DTC y sus participantes directos e indirectos (incluidos, de corresponder, los de Euroclear y Clearstream) además de los establecidos en el Contrato de Fideicomiso.

Los pagos efectuados respecto a una obligación negociable global se realizarán a favor de DTC, Euroclear y/o Clearstream, según corresponda, o de las personas que éstas designen, como titular registral de la misma.

Ni la Emisora, ni el Agente Fiduciario ni los agentes de pago son responsables de ningún aspecto de los registros relacionados con o de los pagos efectuados en nombre de participaciones beneficiarias en una obligación negociable global, ni del mantenimiento, la supervisión o la revisión de registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

La Emisora espera que, en oportunidad de recibir algún pago relacionado con las obligaciones negociables globales, DTC o la persona que ésta designe procederá a acreditar en las cuentas de los participantes las sumas de dinero proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de la obligación negociable global en cuestión, según consta en los registros de DTC o de la persona que ésta designe. Los pagos efectuados por participantes y participantes indirectos a los titulares de participaciones beneficiarias en dicha obligación negociable global mantenida a través de esos participantes se rijan por las instrucciones permanentes y por los usos y costumbres, como es actualmente el caso de los títulos valores mantenidos por cuenta de clientes registrados a nombre de las personas designadas por dichos clientes. Dichos pagos son responsabilidad de dichos participantes, no siendo responsabilidad de la Emisora, de DTC, del Agente Fiduciario ni de ningún agente de pago.

Durante el período comprendido entre el 40° día posterior a la fecha de inicio de esta oferta y el cierre de esta oferta (dicho período hasta 40 días inclusive, el "**Período de cumplimiento de la distribución**"), las participaciones en una obligación negociable global de la Regulación S solo podrán ser transferidas a personas no estadounidenses bajo la Regulación S o compradores institucionales calificados bajo la Regla 144A ("**QIBs**"). Sujeto al cumplimiento de las restricciones para efectuar transferencias aplicables a las obligaciones negociables globales, las transferencias entre participantes de DTC se efectuarán con arreglo a los procedimientos de DTC y se liquidarán en fondos del mismo día.

Las transferencias entre participantes de Euroclear y Clearstream se efectuarán de acuerdo con sus respectivas reglas y procedimientos operativos.

La Emisora prevé que DTC, Euroclear y/o Clearstream, según el caso, realizarán todos los actos permitidos a un tenedor de Obligaciones Negociables únicamente siguiendo las instrucciones de uno o más participantes a cuyo nombre esté acreditada la participación en una obligación negociable global y únicamente respecto de la porción del valor nominal total de las Obligaciones Negociables por la cual dicho participante o participantes han impartido dicha instrucción.

La Emisora entiende que DTC es una compañía fiduciaria de objeto limitado (*limited purpose trust company*) constituida con arreglo a las leyes del Estado de Nueva York; una "institución bancaria" de acuerdo con el significado que le asigna al término la Ley de la Industria Bancaria de Nueva York, una compañía miembro del Sistema de la Reserva Federal, una "sociedad compensadora" según el significado que le asigna al término el Código Comercial Uniforme y una "cámara de compensación" registrada de conformidad con las disposiciones del Artículo 17A de la Ley de Mercado de Valores Estadounidense. DTC fue creada para funcionar como institución depositaria de los títulos valores de sus participantes y facilitar la compensación y liquidación de transacciones con títulos valores entre participantes a través de cambios en las cuentas de sus participantes mediante el sistema escritural, eliminando así la necesidad de efectuar el traslado físico de los certificados y otras organizaciones. También tienen acceso indirecto al sistema de DTC otras partes, entre ellas, bancos, corredores y operadores bursátiles y compañías fiduciarias que realizan operaciones de compensación o tienen una relación de custodia con un participante, sea directamente o a través de un intermediario.

La Emisora entiende que quienes inviertan en las obligaciones negociables globales pueden conservar sus participaciones directamente a través de DTC, si son participantes de ese sistema, o indirectamente a través de otras organizaciones (entre ellas, Euroclear y Clearstream) que son participantes o participantes indirectos de dicho sistema. Euroclear y Clearstream conservarán participaciones en las Obligaciones Negociables a nombre de sus participantes a través de las cuentas de títulos de sus clientes que figuren a sus respectivos nombres en los libros de las respectivas instituciones depositarias. A su vez, las instituciones depositarias conservarán las participaciones en las Obligaciones Negociables en cuentas de títulos de los



clientes a nombre de las instituciones depositarias en los libros de DTC. Euroclear y Clearstream facilitarán la compensación y liquidación de transacciones con títulos valores entre sus respectivos participantes a través de cambios en las cuentas de esos participantes mediante el sistema escritural. Los participantes de Euroclear y Clearstream son instituciones financieras, entre ellas, suscriptores, corredores y operadores bursátiles, bancos, compañías fiduciarias y ciertas otras organizaciones. También tienen acceso indirecto a Euroclear y/o Clearstream otras partes, entre ellas, bancos, corredores y operadores bursátiles y compañías fiduciarias que realizan operaciones de compensación o tienen una relación de custodia con un participante de Euroclear y/o Clearstream, sea directamente o a través de un intermediario.

Sujeto al cumplimiento de las restricciones para efectuar transferencias aplicables a las obligaciones negociables globales, las transferencias entre mercados entre participantes de DTC, por un lado, y directa o indirectamente a través de participantes de Euroclear o Clearstream, por el otro, serán efectuadas por sus respectivos depositarios a través de DTC de conformidad con las reglas y los procedimientos de esta última, en nombre de Euroclear o Clearstream, según corresponda; no obstante, para efectuar transferencias entre mercados, Euroclear o Clearstream, según sea el caso, deberán recibir instrucciones de la contraparte de dicho sistema, de acuerdo con las reglas y los procedimientos de dicho sistema y dentro de los plazos establecidos por el mismo. Si la transacción cumple con los requisitos para proceder a su liquidación, Euroclear o Clearstream, según sea el caso, deberán impartir instrucciones a sus respectivos depositarios indicándoles que procedan a efectuar la liquidación final a su nombre, entregando o recibiendo participaciones en las obligaciones negociables globales en DTC, y librando o recibiendo el pago respectivo, de conformidad con los procedimientos normales aplicables a DTC para liquidación de operaciones con valores acreditables en el mismo día. Los participantes de Euroclear y Clearstream no podrán impartir instrucciones directamente a los depositarios de Euroclear o Clearstream.

Debido a diferencias entre husos horarios, la cuenta de títulos de un participante de Euroclear o Clearstream que esté adquiriendo una participación en una obligación negociable global a un participante de DTC será acreditada y dicha acreditación será informada al participante de Euroclear o Clearstream relevante el día en el que se procese la liquidación de los títulos (el cual deberá ser un día hábil para Euroclear y Clearstream) inmediatamente posterior a la fecha de liquidación de DTC. Los fondos recibidos en Euroclear o Clearstream producto de la venta de participaciones en una obligación negociable global por o a través de un participante de Euroclear o Clearstream a un participante de DTC se recibirán con valor a la fecha de liquidación de DTC, pero estarán disponibles en la cuenta de efectivo relevante de Euroclear o Clearstream a partir del día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC. Las transferencias de participaciones beneficiarias entre obligaciones negociables globales se liquidarán libres de pagos.

Si bien se supone que DTC, Euroclear y Clearstream seguirán los procedimientos descriptos más arriba para facilitar la transferencia de participaciones en una obligación negociable global entre participantes de DTC, Euroclear y Clearstream, según sea el caso, estas instituciones no están obligadas a llevar a cabo o seguir llevando a cabo tales procedimientos, pudiendo discontinuarlos en cualquier momento. La Emisora, el Agente Fiduciario o los agentes de pago no se hacen responsables del cumplimiento por parte de DTC, Euroclear o Clearstream o de sus respectivos participantes o participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las reglas y los procedimientos que rigen sus respectivas operaciones.

Todas las participaciones en una obligación negociable global, incluidas aquellas que se posean a través de Euroclear o Clearstream, estarán sujetas a los procedimientos y requisitos de DTC. Las participaciones que se posean a través de Euroclear o Clearstream también estarán sujetas a los procedimientos y requisitos de estos sistemas. Las leyes de algunas jurisdicciones exigen que ciertas personas tomen la posesión física de los títulos en forma definitiva. Dichas leyes podrían dificultar la posibilidad de transferir participaciones beneficiarias en las Obligaciones Negociables a dichas personas.

**Agente Fiduciario, Representante del Agente Fiduciario en la Argentina, Agente de Registro, Agente de Pago y Agente de Transferencia de las Obligaciones Negociables.**

The Bank of New York Mellon es el Agente Fiduciario del Contrato de Fideicomiso. La sede social del Agente Fiduciario se encuentra ubicada en 240 Greenwich, Piso 7 East, Nueva York, Nueva York, Estados Unidos. El Agente Fiduciario inicialmente actuará como agente de registro, agente de pago en Nueva York y agente de transferencia en Nueva York. Asimismo, Banco Santander Argentina S.A. actuará como Representante del Agente Fiduciario en la Argentina. En tanto (i) las Obligaciones Negociables estén autorizadas para su oferta pública en Argentina y estén listadas y sean negociadas en BYMA, y sean negociadas en A3 Mercados, y (ii) ello se requiera bajo la ley argentina o las Normas de la CNV u otras reglamentaciones aplicables, la Emisora mantendrá un representante del Agente Fiduciario en Argentina

mientras existan Obligaciones Negociables en circulación y permanezcan vigentes los requisitos antes mencionados.

La Emisora podrá cambiar los agentes de registro, el Representante del Agente Fiduciario en la Argentina, los agentes de pago o los agentes de transferencia sin notificación previa a los tenedores de las Obligaciones Negociables y la Emisora, la Garante o cualquiera de sus Subsidiarias podrá desempeñarse como agente de registro, agente de pago o agente de transferencia. Todo cambio respecto de dichos agentes será publicado de acuerdo con “—Notificaciones” y será notificado a la CNV, el BYMA y A3 Mercados.

Es necesario que el Agente Fiduciario cumpla únicamente aquellas funciones que estén específicamente establecidas en el Contrato de Fideicomiso y no se interpretarán compromisos u obligaciones implícitas en el Contrato de Fideicomiso en contra del Agente Fiduciario. En el caso de que haya ocurrido un Supuesto de Incumplimiento y continuara vigente, el Agente Fiduciario deberá ejercer los derechos y facultades que le son conferidos por el Contrato de Fideicomiso y ejercer y usar el mismo grado de cuidado y habilidad en su ejercicio como lo haría una persona prudente en esas circunstancias en la conducción de sus propios asuntos. Ninguna disposición del Contrato de Fideicomiso requerirá que el Agente Fiduciario desembolse o arriesgue sus propios fondos o de otro modo incurra ninguna obligación financiera en el cumplimiento de sus funciones en virtud de sus términos o en el ejercicio de sus derechos o facultades salvo en el caso que reciba indemnización y/o garantía a su satisfacción contra cualquier pérdida, obligación o gasto.

El Contrato de Fideicomiso contiene limitaciones a los derechos del Agente Fiduciario, para el caso en que pase a ser un acreedor de un obligado respecto de las Obligaciones Negociables, para obtener el pago de reclamos en ciertos casos o para la venta de ciertos bienes recibidos respecto de dicho reclamo como garantía o de otra forma. Se permite que el Agente Fiduciario se comprometa en otras operaciones con la Emisora y sus Afiliadas; teniendo en cuenta que si adquiriera alguna participación en conflicto, debe eliminar el conflicto dentro de los 90 días.

#### **Ley Aplicable, Aceptación de Competencia, Conversión de Moneda y Notificaciones Procesales**

El Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables se regirán por y serán interpretados de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, quedando establecido que la Ley de Obligaciones Negociables rige los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de acuerdo con sus términos, mientras que dicha ley, junto con la Ley General de Sociedades, y sus modificatorias y complementarias, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y otras leyes y reglamentaciones argentinas aplicables rigen la capacidad y autorización societaria de la Emisora para suscribir y otorgar las Obligaciones Negociables, la autorización de la CNV para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en la Argentina y ciertos asuntos relacionados con las asambleas de tenedores.

La Emisora y la Garante se someterán a la competencia no exclusiva de los tribunales del Estado de Nueva York y los tribunales federales estadounidenses del Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos (los “**Tribunales Especificados**”) respecto de cualquier acción que pueda ser entablada en relación con el Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables o la Garantía, y ha designado a Law Debenture Corporate Services, Inc., como agente de notificaciones procesales en relación a cualquier notificación a recibir. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los tenedores de Obligaciones Negociables podrán someter controversias relacionadas con las Obligaciones Negociables a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, o el tribunal arbitral del mercado de valores que lo reemplace, todo ello, de acuerdo con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales.

Si a los fines de obtener sentencia en cualquier tribunal resultara necesario convertir una suma adeudada en virtud del presente al tenedor de una Obligación Negociable de Dólares Estadounidenses a otra moneda, la Emisora ha acordado y cada tenedor mediante la tenencia de dicha Obligación Negociable se considerará que ha acordado, con el máximo alcance con que la Emisora pueda efectivamente hacerlo, que el tipo de cambio utilizado será aquel al cual, de acuerdo con los procedimientos bancarios habituales dicho tenedor pudiera comprar Dólares Estadounidenses con dicha otra moneda en la Ciudad de Nueva York, Nueva York, Estados Unidos, dos (2) Días Hábiles antes del día en que se emita sentencia definitiva.

Los reclamos contra la Emisora y la Garante para el pago de capital e intereses, prima, si hubiera, u otros montos adeudados sobre las Obligaciones Negociables o la Garantía (incluso Montos Adicionales) deberán realizarse dentro de los cinco (5) años respecto del capital y dos (2) años respecto de intereses, prima, si hubiera, y otros montos adeudados sobre las Obligaciones Negociables (incluso Montos Adicionales), en cada caso desde la fecha en que dicho pago venció por primera vez, o el plazo menor dispuesto por ley.

#### **Listado**

La Emisora ha presentado una solicitud para que las Obligaciones Negociables se listen y negocien en BYMA y para su negociación en A3 Mercados.

### **Ciertas Definiciones**

A los fines de las Obligaciones Negociables, los siguientes términos tendrán los siguientes significados. Todos los términos contables utilizados en el presente serán determinados de acuerdo a los PCGA de Estados Unidos o, siguiendo la elección de la Emisora de utilizar las NIIF para el Contrato de Fideicomiso, de acuerdo a las NIIF:

**“Deuda Adquirida”** significa Endeudamiento de una Persona existente al momento en el que dicha Persona se fusiona con una Subsidiaria de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de éstas o pasa a ser una Subsidiaria de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de éstas, y no Incurrido en relación con o en atención al hecho de que dicha Persona se fusiona con o pasa a ser una Subsidiaria de tal naturaleza. Se considerará que la Deuda Adquirida ha sido Incurrida al momento en que dicha Persona pasa a ser una Subsidiaria de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de las mismas, al momento en que se fusiona por absorción o consolidación con la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de las mismas, o al momento en que dicho Endeudamiento es asumido en relación con la adquisición de activos de dicha Persona.

**“Montos Adicionales”** tiene el significado establecido bajo el título *“—Montos Adicionales”* anteriormente mencionado.

**“Afiliada”** de una Persona específica significa una Persona que, directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, controla o es controlada por, o se encuentra bajo control común con dicha Persona específica.

**“Día Hábil”** significa un día que no sea sábado o domingo ni feriado ni un día en que los bancos comerciales estuvieran autorizados a cerrar o se les exigiera cerrar por ley, reglamentación u orden ejecutiva en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

**“Índice de Capitalización”** significa, con respecto a la Garante, en cualquier día (la **“fecha de la operación”**), el índice de (i) el monto total del Endeudamiento Consolidado de la Garante y sus Subsidiarias respecto de (ii) el monto total de Capitalización Consolidada, en cada caso al cierre del trimestre económico inmediatamente anterior a la fecha de la operación para la cual se encuentran disponibles estados financieros intermedios. En la realización de este cálculo;

(a) se incluirá cualquier Endeudamiento Incurrido después de la fecha del balance general consolidado utilizado para calcular el ratio o cualquier Endeudamiento a Incurrir en la fecha de la operación, como si hubiese sido Incurrido y estuviera pendiente a la fecha de dicho balance general consolidado;

(b) quedará excluido cualquier Endeudamiento que haya dejado de estar pendiente, o a ser amortizado, recomprado, o rescatado, dado de baja, revocado o extinguido de otro modo en la fecha de la operación; y

(c) se dará efecto *pro forma* a: (1) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Emisora, la Garante y cualquier Subsidiaria de las mismas, y (2) la interrupción de operaciones discontinuadas, en cada caso, que hubiesen ocurrido luego de la fecha del balance general consolidado utilizado para calcular el ratio.

**“Capital Social”** significa respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, participaciones, derechos de compra, warrants, opciones, certificados de participación, participaciones u otras figuras equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tengan o no derechos de voto) sobre el capital de dicha Persona, incluyendo acciones preferidas y participaciones en sociedades de responsabilidad limitada o en sociedades de personas (ya sean sociedades colectivas o sociedades en comandita) pero excluyendo títulos de deuda convertibles o canjeables por dicho capital.

**“Capitalización Consolidada”** significa, en cualquier fecha de determinación, la suma del Endeudamiento Consolidado y el Patrimonio Neto Consolidado.

**“EBITDA Consolidado Ajustado”** significa, en cualquier fecha de determinación, para la Garante y sus Subsidiarias en forma consolidada, el resultado neto con la suma/substracción de los siguientes rubros: (i) depreciación, agotamiento y amortización; (ii) gastos de exploración de hidrocarburos (los cuales incluyen pozos exploratorios secos); (iii) deterioro de activos a largo plazo; (iv) gastos devengados en relación con la obligación de retiro de activos; (v) impuesto a las ganancias; (vi) cargo por intereses; (vii) otros resultados financieros; (viii) otros gastos; (ix) ingresos por intereses; y (x) otros ingresos (distintos de los ingresos generados por el Programa de Incremento Exportador o programas

similares que permitan la liquidación de los fondos provenientes de exportaciones a través de operaciones de compra-venta de valores negociables), para los cuatro trimestres que finalizan el trimestre económico inmediatamente anterior a dicha fecha de determinación para la cual se encuentran disponibles estados financieros intermedios, determinados de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o con las NIIF.

**“Endeudamiento Consolidado”** significa, en cualquier fecha de determinación, todo Endeudamiento de la Garante y sus Subsidiarias, determinado en forma consolidado de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o con las NIIF.

**“Cargo por Intereses Consolidado”** significa, en cualquier fecha de determinación, (i) todos los intereses, en efectivo o no, imputados como gastos o capitalizados (incluyendo el efecto neto atribuible bajo cualquier Acuerdo de Cobertura de tasa de interés), disponiéndose que, dichos intereses se calcularán netos de la ganancia generada por la diferencia de tipo de cambio respecto de cualquier endeudamiento denominado en pesos; (ii) amortización de costos de descuento de deuda y emisión de deuda; (iii) comisiones y otros cargos adeudados con respecto a cartas de crédito, aceptaciones y obligaciones similares; (iv) el componente de interés de cualesquiera obligaciones de arrendamiento capitalizadas, distinto del derivado del acuerdo celebrado entre la Emisora y Air Liquide Argentina S.A. de fecha 17 de enero de 2008, para el suministro de hidrógeno, según fuera modificado; (v) todos los dividendos pagados o a pagar o devengados sobre cualesquiera Acciones Descalificadas multiplicados por una fracción, cuyo numerador es uno y el denominador es uno menos la alícuota legal aplicable combinada vigente en ese momento, en cada caso de la Garante y sus Subsidiarias para los cuatro trimestres económicos que finalizan en el trimestre económico inmediatamente anterior a dicha fecha de determinación para la cual se encuentran disponibles estados financieros intermedios, determinados en forma consolidada de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o con las NIIF.

**“Patrimonio Neto Consolidado”** significa, en cualquier fecha de determinación, todos los rubros que, de conformidad con los PCGA de Estados Unidos, o de conformidad con las NIIF, se incluyen en el patrimonio de los accionistas o socios en el balance general consolidado al último trimestre económico para el cual se encuentran disponibles estados financieros intermedios.

**“Activos Totales Consolidados”** significa, para cualquier fecha de determinación, los activos consolidados totales de dicha Persona conforme se establecen en el balance general consolidado al último trimestre económico de dicha Persona para el cual se encuentran disponibles estados financieros intermedios, determinados de conformidad con los PCGA de Estados Unidos o con las NIIF.

**“Índice de Cobertura”** significa, en cualquier fecha (la **“fecha de la operación”**) el índice de:

(i) el monto total de EBITDA Consolidado Ajustado para los cuatro trimestres económicos inmediatamente anteriores a la fecha de determinación respecto de los cuales estén disponibles estados financieros intermedios (el **“período de referencia”**), respecto de (ii) el Cargo por Intereses Consolidado total durante dicho período de referencia. En la realización de este cálculo:

a) se dará efecto *pro forma* a cualquier Endeudamiento Incurrido durante o después del período de referencia en tanto el Endeudamiento se encuentre pendiente o fuera a ser Incurrido en la fecha de la operación como si el Endeudamiento hubiera sido Incurrido el primer día del período de referencia;

b) los cálculos de intereses *pro forma* sobre el Endeudamiento con tasa de interés flotante serán realizados como si la tasa vigente en la fecha de la operación (tomando en cuenta cualquier Acuerdo de Cobertura aplicable al Endeudamiento si el Acuerdo de Cobertura tuviera un plazo remanente de al menos 12 meses) hubiera sido la tasa aplicable para todo el período de referencia;

c) se excluirá el Cargo por Intereses Consolidado relativo a cualquier Endeudamiento que ya no estuviera pendiente o que fuera amortizado, recomprado o rescatado en la fecha de la operación, con la excepción del Cargo por Intereses Consolidado devengado durante el período de referencia bajo un crédito de renovación automática en la medida del compromiso (o conforme a cualquier crédito renovable reemplazante) pendiente en la fecha de la operación;

d) se dará efecto *pro forma* a: (1) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Garante, la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias, incluso cualquier adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios desde el comienzo del período de referencia por parte de una Persona que pasó a ser Subsidiaria de la Garante, la Emisora o cualquiera Subsidiaria de éstas después del comienzo del período de referencia, y (2) la interrupción de operaciones discontinuadas, que, en cada caso, hayan tenido lugar desde el comienzo del período de referencia, como si dichos hechos hubieran tenido lugar el primer día del período de referencia. En la medida en que se otorgara efecto *pro forma* a una adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios, el

cálculo *pro forma* se basará en los cuatro trimestres económicos completos más recientes para los cuales se encuentre disponible la información financiera pertinente.

**“Endeudamiento Profundamente Subordinado”** significa cualquier Endeudamiento Subordinado de la Emisora y de la Garante que: (i) esté subordinado en cuanto a su derecho de pago a las Obligaciones Negociables, conforme a un acuerdo escrito a tal efecto (incluyendo, sin limitación, en caso de concurso preventivo, quiebra o liquidación de la Emisora y/o de la Garante, de conformidad con los artículos 41 y 250 de la Ley de Concursos y Quiebras de la Argentina); (ii) (A) no venza ni requiera amortización, rescate u otro reembolso de intereses o capital (salvo mediante conversión o canje de dicho Endeudamiento por Capital Social de la Emisora (excepto por Acciones Descalificadas), o mediante cualquier Endeudamiento que cumpla con los requisitos de esta definición) antes del día 90 posterior al Vencimiento Declarado de las Obligaciones Negociables y respecto de todas las demás sumas adeudadas en virtud del Contrato de Fideicomiso; (B) no contenga disposiciones de cambio de control o disposiciones similares; y (C) no esté sujeto a una cláusula de aceleración, ni otorgue el derecho a declarar un incumplimiento o supuesto de incumplimiento, ni a adoptar medidas de ejecución o exigir pago alguno en efectivo (salvo como consecuencia de un procedimiento de insolvencia de la Emisora), en cada caso, antes del día 90 posterior al Vencimiento Declarado de las Obligaciones Negociables y de todas las demás sumas adeudadas conforme al Contrato de Fideicomiso; (iii) no prevea ni exija la constitución de un derecho real de garantía o gravamen sobre los activos de la Emisora o la Garante; y (iv) no restrinja (incluso en caso de ocurrir algún supuesto) el pago de las sumas adeudadas en relación con las Obligaciones Negociables, ni el cumplimiento por parte de la Emisora y/o la Garante de sus obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables, la Garantía y el Contrato de Fideicomiso.

**“Incumplimiento”** significa cualquier hecho que constituya, o que con el envío de notificación, el transcurso del tiempo o ambos constituiría, un Supuesto de Incumplimiento.

**“Acciones Descalificadas”** significa la porción del Capital Social que, por sus términos (o por los términos de cualquier título en el que sea convertible o por el cual se pueda canjear a opción de su tenedor), o ante el acaecimiento de cualquier hecho, vence o es obligatoriamente rescatable, en virtud de una obligación de fondo de amortización o de otro modo, o es rescatable a exclusiva opción de su tenedor, en cada caso, antes del 91º día posterior al Vencimiento Declarado de las Obligaciones Negociables.

**“Valor de Mercado Razonable”** de cualquier bien, activo, acción del Capital Social o cualquier otro rubro significa, en cualquier fecha, el valor de mercado razonable de dicho bien, activo, acción del Capital Social o rubro en esa fecha, según lo determine de buena fe el directorio de la Garante.

**“Garantía”** significa cualquier obligación, contingente o de otra naturaleza, de cualquier Persona que garantice, directa o indirectamente, cualquier Endeudamiento u otra obligación de cualquier otra Persona y cualquier obligación, directa o indirecta, contingente o de otro tipo, de cualquier Persona: (1) de comprar o pagar, (o adelantar o proveer fondos para la compra o el pago de), dicho Endeudamiento u otra obligación de dicha Persona, (que surja en virtud de convenios societarios, por acuerdo de respaldo financiero entre casa matriz y subsidiarias (*keep-well*), de compra de activos, mercaderías, títulos valores o servicios, acuerdos *take-or-pay*, o para mantener la situación patrimonial y financiera u otra); o (2) otorgada a los fines de asegurar de cualquier otra forma su pago al tenedor de dicho Endeudamiento u otra obligación monetaria o para proteger a dicho tenedor de la obligación contra pérdidas respecto de ella, (en su totalidad o en parte); *teniendo en cuenta* que el término “garantía” no incluirá endosos para el cobro o depósito en el curso habitual de los negocios. El término **“Garantizar”** utilizado como verbo tiene un significado correlativo. El término **“Garante”** significa cualquier Persona que garantiza una obligación.

**“Acuerdos de Cobertura”** significa cualquier acuerdo de *swap*, acuerdo de *cap*, acuerdo *collar*, contrato de futuros, contrato a futuro o acuerdo similar con respecto a tasas de interés, tipos de cambio o precios de *commodities*.

**“NIIF”** significa las Normas Internacionales de Información Financiera, vigentes periódicamente.

**“Incurrir”** significa emitir, asumir, garantizar, incurrir o de otra manera transformarse en responsable por; *quedando establecido* que todo Endeudamiento o Capital Social de una Persona existente al momento en que dicha Persona realiza una fusión por absorción o una fusión propiamente dicha con la Emisora o la Garante o se convierte en Subsidiaria de la Garante (ya sea por una fusión por absorción, una fusión propiamente dicha, por adquisición o de otro modo) se considerará Incurrido por dicha Persona al momento de dicha fusión por absorción o una fusión propiamente dicha o al momento en que se convierte en una Subsidiaria de la Garante. El término **“Incurrimiento”** al utilizarse como sustantivo tendrá un significado correlativo. La acumulación de capital de un título que no devenga intereses u otro título de

descuento y la capitalización de intereses sobre el Endeudamiento no se considerarán como Incurrimiento de Endeudamiento.

**“Endeudamiento”** significa, sin duplicación, con respecto a cualquier Persona, (a) todo endeudamiento de dicha Persona por dinero tomado en préstamo o por el precio de compra diferido de bienes o servicios (distintos de pasivos comerciales incurridos en el giro habitual de los negocios y pagaderos de conformidad con prácticas habituales), (b) cualquier otro endeudamiento de dicha Persona evidenciado por un pagaré, bono, *debenture* o instrumento similar, (c) cualquier obligación de dicha Persona de pagar alquiler y otros montos bajo cualquier contrato de locación (u otro acuerdo que transfiera el derecho de uso) de Bienes, o una combinación de los mismos, obligaciones éstas que deben ser clasificadas y contabilizadas como arrendamientos de capital en el balance general de dicha Persona bajo los PCGA de Estados Unidos o de conformidad con las NIIF, excluyendo las obligaciones de pago derivadas del acuerdo celebrado entre la Emisora y Air Liquide Argentina S.A. de fecha 17 de enero de 2008, para el suministro de hidrógeno, según fuera modificado, (d) todas las obligaciones de dicha Persona con respecto a cartas de crédito, aceptaciones y obligaciones similares pendientes creadas por cuenta de dicha Persona, excluyendo obligaciones con respecto a cartas de crédito comerciales o aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares emitidos con respecto a cuentas por pagar comerciales en el giro habitual de los negocios, en la medida que no sean libradas o presentadas, o de ser libradas o presentadas, la obligación resultante de la Persona se pague dentro de 15 Días Hábiles, (e) todas las obligaciones de dicha Persona constituidas o que surjan de cualquier venta condicional o acuerdo de retención de título con respecto a Bienes adquiridos por dicha Persona; (f) obligaciones netas de dicha Persona bajo Acuerdos de Cobertura que deban ser cotizados a valor de mercado bajo los PCGA de Estados Unidos o de conformidad con las NIIF, siendo el monto de dichas obligaciones igual en cualquier momento al valor de rescisión de dicho contrato o acuerdo que dio lugar a dicha obligación que sería pagadera por dicha Persona en ese momento, (g) el componente de capital o preferencia de liquidación de todas las obligaciones de dicha Persona con respecto al rescate, amortización u otra recompra de cualesquiera Acciones Descalificadas (excluyendo dividendos devengados), (h) todo Endeudamiento garantizado por dicha Persona, e (i) todo Endeudamiento de otros garantizado por un Gravamen sobre cualquier Bien de propiedad de dicha Persona aún si dicha Persona no ha asumido o es de otro modo responsable por su pago. A los fines de esta definición, el Endeudamiento de cualquier Persona incluirá su participación del Endeudamiento de cualquier sociedad de personas o *joint venture* en el que dicha Persona sea socio comanditado o *joint venture*.

**“Calificación de Grado de Inversión”** significa una calificación igual o superior a Baa3 (o el equivalente) por parte de Moody’s, BBB- (o el equivalente) por parte de S&P y BBB- (o el equivalente) por parte de Fitch, en cada caso con una perspectiva estable o mejor.

**“Fecha de Emisión y Liquidación”** significa la fecha en la que las Obligaciones Negociables sean originalmente emitidas en virtud del Contrato de Fideicomiso.

**“Gravamen”** significa cualquier hipoteca, prenda, afectación (incluyendo una cesión fiduciaria u otra transferencia como garantía de cualquier Endeudamiento o con recurso hacia la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante), u otro gravamen similar o derecho real de garantía (incluso cualquier venta condicional u otro acuerdo de retención de titularidad y la participación de un arrendador bajo un arrendamiento de capital), *quedando establecido* que “Gravamen” no incluirá ningún derecho o interés que surja de la venta (incluso mediante una cesión fiduciaria sin recurso a la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante) por la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante de créditos relacionados con cualquier titulización de créditos u operación similar.

**“Gravámenes Permitidos”** significa:

(1) Gravámenes existentes a la Fecha de Emisión y Liquidación;

(2) Gravámenes sobre Bienes que garantizan Endeudamiento incurrido o asumido a los fines de financiar todo o cualquier parte del costo de adquisición, desarrollo, construcción, reparación o mejora de cualquier Bien existente o futuro, o que garantizan Endeudamiento incurrido para refinanciar una financiación puente u otra financiación intermedia que sea inicialmente incurrida a los fines de financiar dicha adquisición (incluso, en cada caso, comisiones y gastos de la operación), de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante, *quedando establecido* que dicho Gravamen no se extenderá a ningún Bien distinto de los Bienes adquiridos, desarrollados, construidos, reparados o mejorados de ese modo; más (i) cualesquiera ingresos o ganancias derivadas de dichos Bienes, (ii) el Capital Social de cualquier Persona que no detente otros activos sustanciales distintos de dichos Bienes, y (iii) cualesquiera Bienes razonablemente incidentales al uso o la operación de dichos Bienes, incluso bienes inmuebles donde se encuentran ubicados los Bienes;

(3) Gravámenes Incurridos en relación con cualesquiera Acuerdos de Cobertura celebrados en el curso habitual de su negocio para fines de cobertura y no especulativos;

(4) Gravámenes relacionados con las leyes que rigen en materia de indemnizaciones laborales, leyes de seguro de desempleo y otras leyes similares; o depósitos en el marco de ofertas, licitaciones, contratos o arrendamientos, o efectuados para garantizar una obligación pública o legal, cauciones, derechos de aduana, etc., o Gravámenes que garanticen obligaciones de locadores, vendedores, transportistas, depositarios, mecánicos, trabajadores, encargados de materiales, trabajadores u otras obligaciones similares;

(5) Gravámenes que surjan por ley, para los cuales se mantengan reservas suficientes bajo los PCGA de Estados Unidos o de conformidad con las NIIF, en la medida que sea requerido por ley;

(6) Gravámenes bajo el régimen de *common law* o *equity* que se considere que existen en razón de la existencia de cualquier litigio u otro procedimiento legal o que surjan de una sentencia o laudo respecto de los cuales se esté llevando a cabo o se lleve a cabo en el futuro una apelación en forma oportuna y diligente de buena fe y para los cuales se mantienen reservas suficientes bajo los PCGA de Estados Unidos o de conformidad con las NIIF;

(7) Gravámenes relacionados con derechos reservados a o conferidos a cualquier entidad gubernamental en relación con cualquier Bien de la Emisora o la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante;

(8) Gravámenes por impuestos, cargas u otras cargas gubernamentales o imposiciones no sujetas a penalidad por falta de pago o que se estén disputando de buena fe mediante los procedimientos correspondientes y para los cuales se mantengan reservas suficientes conforme a los PCGA de Estados Unidos o, de acuerdo los PCGA o de conformidad con las NIIF, en la medida requerida por éstos;

(9) Gravámenes sobre Bienes adquiridos de una Persona que se fusiona con la Emisora, la Garante o una o más de las Subsidiarias de la Garante, o cualquier Gravamen sobre los Bienes de cualquier Persona, existente al momento en que dicha Persona se convierte en Subsidiaria de la Garante y, en cada caso, no se constituye como resultado de o en relación con o en anticipación a dicha operación, *quedando establecido* que dichos Gravámenes no podrán extenderse a ningún otro Bien;

(10) excepciones menores de inspección de inmuebles, gravámenes menores, servidumbres, reservas, o derechos de terceros, licencias, derechos de paso, alcantarillas, líneas eléctricas, líneas telegráficas y telefónicas y otros propósitos similares, o bien restricciones en materia de zonificación o de otra índole, todo ello con relación al uso de inmuebles, sin interferir en ningún aspecto significativo con las actividades de la Emisora, la Garante y las Subsidiarias Restringidas;

(11) Licencias, arrendamientos o sub-arrendamientos a título de licenciante, arrendador o sub-arrendador de cualquiera de sus bienes, incluida la propiedad intelectual, en el curso habitual de los negocios;

(12) Gravámenes por fallo judicial, siempre y cuando no se produzca un Supuesto de Incumplimiento como resultado de ello;

(13) Gravámenes que garanticen Endeudamiento incurrido para revocar las Obligaciones Negociables permitidas bajo el presente en la medida que los fondos derivados de ello sean aplicados en forma concurrente para revocar las Obligaciones Negociables;

(14) Gravámenes para garantizar Endeudamiento incurrido o asumido en relación con cualquier prórroga, renovación, refinanciación, reintegro o canje (o prórrogas, renovaciones, refinanciaciones, reintegros o canjes sucesivos), total o parcialmente, de cualquier Endeudamiento garantizado por Gravámenes referidos en los apartados (1) a (4) y (9) anteriores y en este apartado (14), *quedando establecido* que (i) dichos Gravámenes no podrán extenderse a ningún Bien distinto de los Bienes con los que se relacionan los Gravámenes que garantizan el Endeudamiento renovado, prorrogado, refinanciado, reintegrado o canjeado; y *siempre* que (ii) dicho Endeudamiento sea por un monto de capital total que no exceda el monto de capital total del Endeudamiento que se renueva, prorroga, refinancia, reintegra o canjea y que (iii) el vencimiento de dicho Endeudamiento no sea menor al vencimiento del Endeudamiento que se renueva, prorroga, refinancia, reintegra o canjea;

(15) Gravámenes requeridos en virtud de acuerdos de *joint ventures*, operación conjunta o acuerdo similar en el que la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria sea una parte y fueran habituales en la industria del petróleo y el gas, incluidos, entre otros, Gravámenes sobre participaciones o intereses similares;

(16) Gravámenes que garanticen o prevean el pago de Endeudamiento Incurrido en relación con cualquier Financiamiento de Proyecto, *siempre que* los bienes sobre los cuales se aplique dicho Gravamen sean (a) bienes que sean objeto de dicho Financiamiento de Proyecto, (b) ingresos o créditos derivados de la operación, incumplimiento de especificaciones, falta de terminación, explotación, venta o pérdida de dichos bienes, o daños a los mismos o (c) las participaciones sociales del vehículo del financiamiento de proyecto o de su sociedad controlante directa o indirecta que no posea activos significativos distintos de aquellos relacionados con el proyecto;

(17) Gravámenes que surjan en el marco de Transacciones con Cuentas por Cobrar; o

(18) cualesquiera Gravámenes no previstos en los apartados (1) a (17) anteriores sobre la totalidad o cualquier parte de cualquier Bien presente o futuro de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante para garantizar Endeudamiento que, en total, no exceda en cualquier momento el 15% de los Activos Totales Consolidados de la Garante conforme se refleja en sus últimos estados financieros consolidados.

**“Certificado de Funcionarios”** significa, respecto de cualquier Persona, un certificado firmado por el representante legal, el director ejecutivo principal o director ejecutivo, cualquier director, el director financiero principal o el director financiero, el director de legales principal, el tesorero o cualquier protesorero, el director de contabilidad principal, el contralor, o el secretario o cualquier prosecretario, de dicha Persona, o cualquier Persona autorizada para actuar como representante legal, apoderado en nombre de, o de cualquier otra manera autorizada para actuar a tales fines con respecto a, dicha Persona.

**“Opinión Legal”** significa una opinión escrita de un abogado, que puede ser empleado de la Emisora o asesor legal de la Emisora o la Garante (salvo según lo establecido en contrario en el Contrato de Fideicomiso), obtenida por cuenta y cargo de la Emisora o la Garante o la Persona continuadora o cesionaria que sea razonablemente aceptable para el Agente Fiduciario.

**“Persona”** significa una persona humana, una sociedad anónima, una sociedad colectiva, sociedad de responsabilidad limitada, una asociación, fideicomiso o cualquier otra entidad, incluso un gobierno o subdivisión política o una agencia o dependencia de éste.

**“Financiamiento de Proyecto”** significa cualquier financiamiento para la adquisición, construcción y/o desarrollo de cualquier bien en relación con un proyecto (a) si la Persona o Personas que otorgan dicho financiamiento aceptan expresamente, ya sea por acuerdo o por efecto de los documentos de financiamiento pertinentes, considerar a los bienes así financiados y a los ingresos a ser generados por la operación de dichos bienes, o por la pérdida o daño de los mismos (excepto en la medida establecida en la cláusula (b)), como la única fuente de repago de los fondos adelantados y (b) respecto del cual no exista recurso contra la **Emisora**, la **Garante** o cualquier **Subsidiaria** de la Garante, que no sea (i) el recurso contra el vehículo del financiamiento de proyecto pertinente o (ii) el recurso contra la inversión de capital, el compromiso de aporte de capital, la garantía de cumplimiento, la inversión de deuda financiada o el compromiso de financiamiento de deuda de la Emisora, la Garante o cualquier Subsidiaria de la Garante en dicho proyecto, cuyo recurso en cada caso deberá ser por un monto fijo o limitado.

**“Bien”** significa cualquier activo, ingreso o cualquier otro bien, tangible o intangible, inmueble o mueble, incluyendo, sin limitación, cualquier permiso o contrato para la exploración, explotación y/o producción de petróleo y/o gas, cualquier concesión, contrato de locación, cualquier licencia, cualquier derecho a recibir ingresos, efectivo, títulos, cualesquiera cuentas y cualesquiera otros derechos o intereses contractuales.

**“Acciones Calificadas”** significa todo el Capital Social de una Persona que no sean Acciones Descalificadas.

**“Sociedades Calificadoras de Riesgo”** significa Moody’s Investors Service, Inc. o cualquier sucesora de la misma (**“Moody’s”**), S&P Global Ratings o cualquier sucesora de la misma (**“S&P”**), y Fitch, Inc. o cualquier sucesora de la misma (**“Fitch”**); o si Moody’s, S&P o Fitch no pusieran a disposición una calificación sobre las Obligaciones Negociable, una o varias agencias calificadoras de riesgo de reconocido prestigio nacional de los Estados Unidos, según sea el caso, seleccionadas por la Emisora, que reemplazarán a Moody’s, S&P o Fitch, según el caso.

**“Transacción con Cuentas por Cobrar”** significa cualquier línea o acuerdo de financiamiento con cuentas por cobrar celebrado por la Emisora en el curso ordinario de sus actividades, siempre que la contraprestación total recibida en dicho financiamiento (antes de deducir los honorarios y gastos correspondientes) sea, como mínimo, igual al Valor de Mercado Razonable de las cuentas por cobrar y los



activos relacionados vendidos, menos los descuentos, las reservas o los importes habituales que reflejen la tasa de interés implícita.

**“Vencimiento Declarado”** significa (i) respecto de cualquier Endeudamiento, la fecha especificada como la fecha fijada en la que venza y sea pagadera la cuota final de capital de dicho Endeudamiento o (ii) respecto de cualquier cuota programada de capital o intereses sobre cualquier Endeudamiento, la fecha especificada como fecha fijada en que vence y es pagadera dicha cuota según lo establecido en la documentación que rija dicho Endeudamiento, con exclusión de cualquier obligación contingente de amortizar, rescatar o recomprar con anterioridad a la fecha programada regularmente para el pago.

**“Deuda Subordinada”** significa cualquier Endeudamiento no garantizado de una Persona por dinero tomado en préstamo que esté subordinado en cuanto al derecho de pago al pago total de todo Endeudamiento evidenciado por las Obligaciones Negociables y la Garantía, según corresponda.

**“Subsidiaria”** significa, con respecto a cualquier Persona, cualquier entidad de la cual más del 50% de las participaciones en circulación con derecho de voto ordinario a elegir la mayoría del órgano administrador de dicha entidad (independientemente de si en ese momento las participaciones de cualquier otra clase o clases de dicha entidad tienen o podrían tener derecho de voto ante el acaecimiento de cualquier contingencia) es al momento de titularidad directa o indirecta de dicha Persona, por dicha Persona o una o más de sus Subsidiarias o por una o más de las Subsidiarias de dicha Persona. Al ser utilizado en esta definición, el término “Subsidiaria” incluirá cualesquiera sucursales de la Garante o cualquiera de sus Subsidiarias.

**“PCGA de Estados Unidos”** significa los principios contables generalmente aceptados de los Estados Unidos, vigentes periódicamente.

**“Obligaciones del Gobierno de Estados Unidos”** significa obligaciones emitidas o directa e íntegramente garantizadas o aseguradas por Estados Unidos o por cualquier agencia o subdivisión del gobierno de dicho país, siempre que se encuentre comprometida en respaldo de ellas la plena fe y crédito de dicho país.

**“Acuerdo de IVA”** significa el contrato de fecha 31 de julio de 2000 celebrado entre BP Argentina Exploration Company, Bidas Corporation y la Garante.

## PLAN DE DISTRIBUCIÓN

La colocación de las Obligaciones Negociables será llevada a cabo mediante una oferta que califique como oferta pública en la Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normas argentinas aplicables.

En virtud de ello, la Emisora ofrecerá las Obligaciones Negociables en suscripción por intermedio de los Colocadores Locales y de los Compradores Iniciales por la suma de hasta US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones), ampliable hasta el Monto Máximo, con una tasa de interés fija y un precio de emisión que serán fijados oportunamente en virtud del procedimiento aquí descripto.

La oferta de suscripción de las Obligaciones Negociables constará de: (i) una oferta pública dirigida al público inversor general en la Argentina (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 presente y en el contrato a ser firmado entre los Colocadores Locales y la Emisora (el **“Contrato de Colocación Local”**); y (ii) una oferta dirigida a (a) “compradores institucionales calificados” (*Qualified Institutional Buyers* o QIB según se los define en la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos); y (b) en operaciones fuera de los Estados Unidos sobre la base de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, oferta que será realizada por intermedio de los Compradores Iniciales (la Oferta Internacional, según este término se define en la portada, y junto con la Oferta Local, la **“Oferta”**) de conformidad con y sujeto a los términos y condiciones previstos en el contrato de compra (*purchase agreement*) a ser firmado entre los Compradores Iniciales y la Emisora (el **“Contrato de Compra”**); en cada caso, de acuerdo con las normas aplicables.

De conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Compra, cada Comprador Inicial acordará comprar mancomunada pero no solidariamente, y la Emisora acordará vender las Obligaciones Negociables a dicho Comprador Inicial. Los Compradores Iniciales podrán ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas. Asimismo, luego de la oferta inicial, los Compradores Iniciales podrán cambiar el precio de oferta y demás términos de venta de las Obligaciones Negociables.

La Emisora acordará indemnizar a los Compradores Iniciales en relación con determinados gastos incurridos por éstos en relación con la oferta y contra ciertas responsabilidades, incluyendo responsabilidades bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, y contribuir a los pagos que los Compradores Iniciales deban realizar con respecto a cualquiera de tales responsabilidades.

De conformidad con el Contrato de Colocación Local, los Colocadores Locales acordarán realizar una serie de esfuerzos de colocación de las Obligaciones Negociables en la Argentina con sujeción a la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normas aplicables.

El Contrato de Compra establecerá que las obligaciones de los distintos Compradores Iniciales de comprar las Obligaciones Negociables ofrecidas en la Oferta Internacional están sujetas a determinadas condiciones precedentes y que los Compradores Iniciales comprarán todas las Obligaciones Negociables ofrecidas en la Oferta Internacional en caso de comprar cualquiera de las Obligaciones Negociables allí ofrecidas.

Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión de títulos valores y actualmente no existe un mercado para las Obligaciones Negociables. Asimismo, las Obligaciones Negociables están sujetas a ciertas restricciones a la reventa y a la transferencia.

La Emisora ha presentado una solicitud para que las Obligaciones Negociables sean admitidas para su listado y negociación ante el BYMA a través de la BCBA y para que sean admitidas para su negociación en A3 Mercados. No obstante, la Emisora no puede garantizar que se obtendrá la aprobación de cualquiera de estas solicitudes, ni que de obtenerse se mantengan.

Las Obligaciones Negociables no cuentan con un mercado de negociación preestablecido, por lo que la Emisora no puede brindar garantía alguna sobre la liquidez, ni sobre la creación de un mercado de negociación para las mismas. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo— Factores de Riesgo Relacionados con las Obligaciones Negociables y la Garantía— La ausencia de un mercado para las Obligaciones Negociables podría afectar en forma adversa su liquidez”* en el presente Suplemento.

Los Compradores Iniciales y los Colocadores Locales podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de las Obligaciones Negociables, una vez que éstas ingresaron en la negociación secundaria, conforme con el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV y demás normas vigentes.

En caso de ser efectuadas, dichas operaciones deberán ajustarse a las siguientes condiciones: (i) el Prospecto y/o el Suplemento correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una

advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones; (ii) podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión; (iii) no podrán extenderse más allá de los primeros 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria de las Obligaciones Negociables en el mercado; (iv) podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien las Obligaciones Negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública; (v) no podrán efectuarse a precios superiores a aquellos a los que se hayan negociado las Obligaciones Negociables en los mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución; y (vi) los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

Asimismo, en el curso ordinario de sus actividades comerciales, los Compradores Iniciales, los Colocadores Locales y sus respectivas afiliadas podrán realizar o mantener una amplia variedad de inversiones y negociar activamente títulos de deuda y de participación (o títulos derivados relacionados) e instrumentos financieros (incluyendo préstamos bancarios) por cuenta propia o por cuenta de sus clientes. Dichas inversiones y actividades relacionadas con sus títulos podrán incluir a los títulos y/o instrumentos de la Emisora o de sus afiliadas. Si alguno de los Compradores Iniciales, los Colocadores Locales o sus respectivas afiliadas poseen una relación de préstamo con la Emisora o sus afiliadas, algunos de esos Compradores Iniciales, los Colocadores Locales o sus respectivas afiliadas habitualmente cubren, y algunos otros de esos Compradores Iniciales, los Colocadores Locales o sus respectivas afiliadas podrán cubrir, su riesgo crediticio respecto de la Emisora de modo consistente con sus políticas de gestión de riesgo habituales. Por lo general, los Compradores Iniciales, los Colocadores Locales y sus respectivas afiliadas cubrirían su riesgo al celebrar transacciones que consisten tanto en la compra de canjes de créditos en mora o la creación de posiciones cortas en los títulos de participación de la Emisora, incluyendo las obligaciones negociables ofrecidas por el presente. Tales canjes de créditos en mora o posiciones cortas podrían afectar de modo negativo los precios de comercialización futuros de las obligaciones negociables que se ofertan en este documento. Los Compradores Iniciales, los Colocadores Locales y sus respectivas afiliadas podrán también recomendar inversiones y/o publicar o expresar puntos de vista de investigaciones independientes de dichos títulos de deuda o instrumentos financieros y podrán mantener o recomendarle a los clientes que adquieran, las posiciones largas y/o cortas en tales títulos o instrumentos.

La Emisora prevé entregar las Obligaciones Negociables en la fecha que se indicará oportunamente en el Aviso de Resultados.

De conformidad con la Regla 15c6-1 de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, las operaciones en el mercado secundario deben liquidarse generalmente en el plazo de un (1) Día Hábil, excepto que las partes de la operación acuerden expresamente lo contrario. Por consiguiente, dado que las Obligaciones Negociables se liquidarán en la fecha que se indicará oportunamente en el Aviso de Resultados, los compradores que deseen negociar Obligaciones Negociables en la Fecha de Adjudicación (según este término se define más abajo) o los siguientes Días Hábiles, deberán especificar arreglos alternativos de liquidación a fin de evitar una liquidación fallida. Los compradores que deseen negociar las Obligaciones Negociables antes de su fecha de entrega deben consultar a sus asesores.

Algunos de los Compradores Iniciales y/o los Colocadores Locales y sus respectivas afiliadas han participado, y podrán participar en el futuro en negocios de banca de inversión y otros negocios comerciales en el curso ordinario de sus negocios con la Emisora y/o sus afiliadas. En consecuencia, han recibido, o pueden recibir en el futuro, honorarios, intereses y comisiones habituales con respecto a estas operaciones.

### **Oferta Internacional**

Las Obligaciones Negociables serán colocadas fuera de la Argentina por medio de una oferta realizada de conformidad con las leyes de las jurisdicciones correspondientes, en virtud de las exenciones a los requisitos de registro u oferta pública.

Las Obligaciones Negociables no han sido, ni serán, registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos o cualquier otra ley de títulos valores de los Estados Unidos. Los Compradores Iniciales ofrecerán o venderán las Obligaciones Negociables únicamente (i) en los Estados Unidos a QIB en base a la Regla 144A bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos o (ii) fuera de los Estados Unidos en base a la Reglamentación S bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables ofrecidas y vendidas en virtud de la Reglamentación S no podrán ser ofrecidas, vendidas ni entregadas en los Estados Unidos ni a, como tampoco por cuenta o en beneficio de, cualquier persona

estadounidense, a menos que las Obligaciones Negociables se encuentren registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos o que exista una exención a los requisitos de registro de dicha ley. Los términos empleados anteriormente tienen los significados que se les asignan en la Reglamentación S y en la Regla 144A bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos.

La oferta de las Obligaciones Negociables fuera de la Argentina se realizará a través de un prospecto (*offering memorandum*), redactado en idioma inglés, que podrá obtenerse de parte de los Compradores Iniciales y que contendrá información sustancialmente similar a la de este Suplemento y a la del Prospecto. Dicho documento no se encuentra sujeto a la autorización de la CNV.

Los Compradores Iniciales implementarán, fuera de la Argentina, diversos métodos y esfuerzos de colocación consistentes con prácticas internacionales habituales para la colocación de títulos valores en operaciones comparables (incluyendo, entre otras, giras de presentación virtuales o presenciales (*roadshows*), conferencias telefónicas grupales o individuales, presentaciones electrónicas y/o la distribución electrónica o digital de los documentos de la oferta), y también podrán ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas.

La colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables se realizará a través de un proceso denominado como *book-building* (proceso de formación de libro) de acuerdo con lo establecido por las Normas de la CNV. Una vez completado dicho proceso, los Compradores Iniciales registrarán las Manifestaciones de Interés presentadas por los inversores fuera de la Argentina y por los Colocadores Locales en la Argentina, en un registro electrónico mantenido exclusivamente por los Compradores Iniciales en la Ciudad de Nueva York, Estados Unidos (el “**Registro**”), de conformidad con las prácticas habituales para este tipo de transacciones y las normas aplicables descriptas en mayor detalle en la sección “—Colocación y Adjudicación”, a continuación.

Por un plazo de cuarenta (40) días contados desde el comienzo de esta oferta, cualquier oferta o venta de Obligaciones Negociables realizada dentro de los Estados Unidos por un operador de bolsa (independientemente de que haya o no participado de la Oferta) puede violar los requisitos de registro establecidos en la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, a menos que dicho operador de bolsa realice la oferta o venta de conformidad con la Regla 144A u otra exención de registro disponible, de conformidad con la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos.

### **Oferta Local**

Las Obligaciones Negociables serán colocadas en la Argentina por medio de una oferta que cumplirá con todos los requisitos de una oferta pública, de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, las Normas de la CNV y las demás leyes y regulaciones argentinas aplicables. La oferta pública de las Obligaciones Negociables se encuentra comprendida dentro de las Disposiciones de la CNV, en el marco de lo establecido por el Artículo 36 (siguientes y concordantes) de la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 38 de la Sección VI, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco (5) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables la Emisora presentará ante la CNV la documentación definitiva relativa a las mismas. Asimismo, de acuerdo con el Artículo 3 de la Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, dentro de los diez (10) días hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables la Emisora presentará ante la CNV copia del Contrato de Compra y del Contrato de Colocación Local firmados ante la CNV.

Los Colocadores Locales sólo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés de inversores que sean residentes de la Argentina.

### ***Colocación y Adjudicación***

#### ***Esfuerzos de colocación***

La Emisora y los Colocadores Locales efectuarán esfuerzos de colocación y ofrecerán las Obligaciones Negociables por medio de una oferta pública realizada en la Argentina de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y las demás leyes y regulaciones argentinas aplicables, incluyendo, entre otras, el Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV (de acuerdo con lo establecido en el Artículo 774(a) del CCCN). Asimismo, la Emisora y los Compradores Iniciales realizarán esfuerzos de colocación para la colocación de las Obligaciones Negociables con inversores fuera de la Argentina, de conformidad con las leyes y regulaciones vigentes en las jurisdicciones correspondientes.

Los esfuerzos de colocación consistirán en diversos métodos y actividades de comercialización, a opción de los Colocadores Locales y de la Emisora, los cuales son típicamente implementados en operaciones de

este tipo, los cuales pueden incluir, entre otros: (i) giras de presentación virtuales y/o presenciales (*roadshows*) internacionales y/o locales con inversores institucionales; (ii) conversaciones telefónicas grupales y/o individuales con inversores institucionales, en las que estos tendrán la oportunidad de formular preguntas sobre las operaciones y negocios de la Emisora y las Obligaciones Negociables; (iii) presentaciones electrónicas; y (iv) la distribución electrónica del Prospecto y del Suplemento.

#### *Book-Building*

La colocación de las Obligaciones Negociables se realizará de conformidad con el mecanismo de formación de libro (*book-building*) implementado por los Compradores Iniciales.

Los inversores interesados en adquirir las Obligaciones Negociables deberán presentar manifestaciones de interés (cada una, una “**Manifestación de Interés**”) en las que especifiquen (i) el monto de capital de Obligaciones Negociables que deseen adquirir, y (ii) el rendimiento solicitado (el “**Rendimiento Solicitado**”) para las Obligaciones Negociables, expresado como tasa nominal anual redondeada a tres decimales.

Tal como se describe más adelante, los Compradores Iniciales registrarán las Manifestaciones de Interés recibidas de los inversores fuera de la Argentina y de los Colocadores Locales en la Argentina, en el Registro, de conformidad con las prácticas habituales para este tipo de transacciones en los Estados Unidos y de conformidad con las reglamentaciones aplicables, todo ello de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV.

Sujeto a lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV y las demás leyes y reglamentaciones aplicables, y de conformidad con las obligaciones de transparencia, la Emisora, los Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de retirar la Oferta en cualquier momento de conformidad con las leyes aplicables, y de rechazar, total o parcialmente, cualquier Manifestación de Interés que presente errores u omisiones, o no cumpla con las leyes aplicables, y a no adjudicar Obligaciones Negociables o a adjudicar Obligaciones Negociables en una cantidad menor a la solicitada por un inversor en su Manifestación de Interés, de conformidad con la sección “—*Proceso de Adjudicación*”, más abajo en el presente Suplemento. Asimismo, los Compradores Iniciales y los Colocadores Locales se reservan el derecho de rechazar Manifestaciones de Interés como resultado del incumplimiento de los requisitos establecidos en las normas relativas a la prevención del lavado de activos, financiamiento al terrorismo y otras actividades ilícitas o cuando no cumplieran con los requisitos crediticios establecidos por los Colocadores Locales.

#### *Período de la Oferta*

En la Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán ser entregadas a los Colocadores Locales, quienes las remitirán a los Compradores Iniciales de conformidad con los procedimientos determinados por éstos. Sujeto a las Normas de la CNV y demás reglamentaciones aplicables, los Colocadores Locales podrán solicitar que los inversores en la Argentina que presenten Manifestaciones de Interés brinden garantías de pago con respecto a sus órdenes solicitadas. Fuera de la Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse directamente a los Compradores Iniciales.

Sólo podrán presentarse Manifestaciones de Interés durante el período que comenzará y finalizará en la fecha y a la hora indicadas en el aviso de suscripción que oportunamente se publicará en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de la CNV, en el Sitio Web de BYMA y en el Sitio Web de A3 Mercados (el “**Aviso de Suscripción**”), período que tendrá una duración no inferior a dos (2) Días Hábiles a contarse desde la fecha y horario que se indique en el Aviso de Suscripción, en virtud de lo establecido en el Artículo 8, Inciso 1, Sección II, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV y en el Artículo 11, Sección III, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, durante el cual se realizará la difusión pública de la información referida a la Emisora y a las Obligaciones Negociables, se invitará a potenciales inversores a presentar las correspondientes Manifestaciones de Interés para suscribir Obligaciones Negociables, y se efectuará la adjudicación de las mismas (en adelante se hará referencia a dicho período como el “**Período de Oferta**”, la fecha y hora de finalización del Período de la Oferta, la “**Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés**”, o indistintamente, la “**Fecha de Adjudicación**”).

Una vez alcanzada la Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés, no se registrarán nuevas Manifestaciones de Interés en el Registro.

En la Fecha de Adjudicación, durante el período especificado en el Aviso de Suscripción, los Compradores Iniciales registrarán en el Registro todas las Manifestaciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés y luego cerrarán el Registro (la fecha y hora exacta de registro efectivo de las Manifestaciones de Interés en el Registro y el cierre del Registro serán determinados

por los Compradores Iniciales, a su entera discreción, dentro del rango antes descripto) (la “**Fecha de Cierre del Registro**”, que se establecerá en el Aviso de Suscripción).

Las Manifestaciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite para la Presentación de Manifestaciones de Interés no serán vinculantes y podrán ser retiradas o modificadas hasta la Fecha de Cierre del Registro. En consecuencia, a partir de la Fecha de Cierre del Registro, las Manifestaciones de Interés no podrán ser modificadas. De conformidad con las disposiciones del Artículo 7, Inciso 2, Sección II, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, los inversores podrán renunciar a su derecho de ratificar expresamente sus Manifestaciones de Interés, acordándoles carácter vinculante, con efectos a la Fecha de Cierre del Registro. De este modo, todas las Manifestaciones de Interés no retiradas ni modificadas a la Fecha de Cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas en base a los términos presentados (conforme fueran modificados a dicha fecha) con efectos a la Fecha de Cierre del Registro, sin necesidad de que el inversor realice ninguna acción adicional.

#### *Modificación, Suspensión y/o Prórroga*

El Período de Oferta podrá ser modificado, suspendido o prorrogado en cualquier momento antes del vencimiento del plazo original, por medio de un aviso complementario al presente Suplemento. Ni la Emisora, ni los Colocadores Locales, ni los Compradores Iniciales serán responsables por la modificación, suspensión o prórroga del Período de Oferta o la Fecha de Adjudicación, y aquellos inversores que hayan presentado una Manifestación de Interés no tendrán derecho a percibir compensación alguna como resultado de dicha modificación, suspensión o prórroga. En caso de que la Fecha de Adjudicación sea finalizada o revocada, o se tome la decisión de no emitir las Obligaciones Negociables o no continuar con la oferta, todas las Manifestaciones de Interés recibidas quedarán sin efecto en forma automática.

En caso de que el Período de Oferta sea suspendido o prorrogado, los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés durante dicho período podrán, a su entera discreción y sin ser pasibles de penalidad alguna, retirar dichas Manifestaciones de Interés en cualquier momento durante el período de suspensión o el nuevo Período de Oferta prorrogado.

#### *Rechazo de Manifestaciones de Interés; Terminación de la Oferta*

Las Manifestaciones de Interés podrán ser rechazadas cuando contengan errores u omisiones que hagan su procesamiento indebidamente gravoso o impidan su procesamiento en el sistema, o cuando no cumplan con las leyes aplicables según se describe en mayor detalle a continuación.

Aquellos inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés deberán entregar a los Colocadores Locales o a los Compradores Iniciales toda la información y la documentación que éstos puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones relacionadas con la prevención del lavado de activos, financiamiento al terrorismo y otras actividades ilícitas. En caso de que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Colocadores Locales y los Compradores Iniciales podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Manifestación de Interés correspondiente.

La Emisora, los Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o regulaciones aplicables. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellas relativas a la prevención del lavado de activos, financiamiento al terrorismo y otras actividades ilícitas, como las emitidas por la Unidad de Información Financiera (“UIF”), la CNV o el Banco Central de la República Argentina (el “BCRA” o el “Banco Central”, indistintamente), así como cualquier reglamentación aplicable a valores negociables. Cualquier decisión de rechazar una Manifestación de Interés se tomará teniendo en cuenta el principio de trato equitativo entre los inversores.

**Cualquier modificación de los procesos aquí descriptos será publicada a través de un aviso complementario al presente Suplemento en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de la CNV, en el Sitio Web de BYMA y en el Sitio Web de A3 Mercados.**

La Emisora podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables durante el Período de Oferta o inmediatamente después de su finalización cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés o todas las Manifestaciones de Interés recibidas hayan sido rechazadas; (ii) el Rendimiento Solicitado por los inversores sea mayor que el esperado; (iii) las Manifestaciones de Interés representen un monto de capital de las Obligaciones Negociables que no justifique razonablemente su emisión; (iv) tomando en cuenta la ecuación económica resultante, la emisión de las Obligaciones Negociables no resulte redituable para la Emisora; (v) se produzcan cambios sustancialmente adversos en los mercados financieros internacionales y/o los mercados de capitales locales o internacionales, o en la condición general de la Emisora y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas económicas o financieras,

o la situación crediticia de la Emisora, de forma que la emisión de las Obligaciones Negociables descripta en este Suplemento no sea recomendable; o (vi) los inversores no hayan cumplido con las leyes o reglamentaciones relacionadas con la prevención del lavado de activos, financiamiento al terrorismo y otras actividades ilícitas, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNV y el BCRA. Asimismo, la oferta de Obligaciones Negociables podrá ser dejada sin efecto de conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Compra.

### ***Proceso de Adjudicación***

Los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés que indiquen un Rendimiento Solicitado menor o igual que el Rendimiento Aplicable podrán adquirir las Obligaciones Negociables de conformidad con las leyes aplicables y la adjudicación correspondiente, de conformidad con las decisiones tomadas conjuntamente por la Emisora y los Compradores Iniciales en función de los criterios descriptos a continuación.

La Emisora prevé colocar las Obligaciones Negociables principalmente entre compradores institucionales internacionales y argentinos, incluyendo, entre otros, fondos de inversión, fondos de pensiones, compañías de seguro, instituciones financieras, agentes de compensación y liquidación y administradores de cuentas de bancos privados. Se otorgará preferencia a las Manifestaciones de Interés de inversores que, en términos generales, mantengan posiciones de largo plazo en títulos del mismo tipo que las Obligaciones Negociables, lo que aumentará las probabilidades de que el mercado secundario de las Obligaciones Negociables se beneficie de una base de inversores estable que pueda comprender el riesgo crediticio y que tenga intenciones de mantener posiciones de largo plazo sobre las Obligaciones Negociables. Esto, a su vez, ayudará a crear un valor de referencia para las Obligaciones Negociables, y la Emisora espera que eso facilite su acceso a los mercados de capitales internacionales en el futuro. Específicamente, se otorgará preferencia a las Manifestaciones de Interés presentadas por inversores institucionales, inversores regulados o entidades financieras internacionales.

Los criterios aplicados para la adjudicación de Obligaciones Negociables entre los inversores se basarán, entre otras cuestiones, en las transacciones internacionales anteriores de los inversores que incluyan emisores en mercados emergentes, la magnitud de la Manifestación de Interés, la competitividad del Rendimiento Solicitado, el interés del inversor en el perfil crediticio de la Emisora y la solvencia del inversor.

**La Emisora no puede garantizar que sus Manifestaciones de Interés serán adjudicadas ni que, en caso de que ello suceda, se les adjudicará el monto total de las Obligaciones Negociables que hubieran solicitado ni que el porcentaje de adjudicación sobre el monto total solicitado entre dos Manifestaciones de Interés de iguales características será el mismo.**

No se adjudicará Obligación Negociable alguna a los inversores que presenten Manifestaciones de Interés con un Rendimiento Solicitado mayor al Rendimiento Aplicable determinado por la Emisora. Ni la Emisora, ni los Compradores Iniciales, ni los Colocadores Locales tendrán obligación alguna de notificar a ningún inversor cuya Manifestación de Interés haya sido total o parcialmente excluida de dicha exclusión.

### ***Limitaciones a la Oferta***

De acuerdo con la Ley de Procedimiento Tributario Federal de la Argentina N°11.683, según fuera modificada por Ley N°25.795, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina (el “**Boletín Oficial**”) el 17 de noviembre de 2003, cualquier entidad local que reciba fondos de cualquier naturaleza (es decir, préstamos, aportes de capital, entre otros) que provengan de entidades extranjeras ubicadas en jurisdicciones determinadas como de baja o nula tributación, se encontrarán sujetos al pago del impuesto a las ganancias y del impuesto al valor agregado, los cuales se calculan por referencia al 110% de los fondos recibidos, sin consecuencias directas para el tenedor de las Obligaciones Negociables. Ello surge de la presunción de que tales montos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para la parte local que los recibe.

No obstante la presunción antes mencionada, la norma legal establece que la Agencia de Recaudación y Control Aduanero (“**ARCA**”) podrá considerar justificados aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que fueron originados en actividades efectivamente realizadas por un contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

**En este sentido, la Emisora podrá rechazar Manifestaciones de Interés de inversores residentes de, o cuyos fondos provengan de cuentas ubicadas en, jurisdicciones de baja o nula tributación, ya que podría someterla a las consecuencias descriptas en los párrafos anteriores.**

Conforme el Artículo 82 de la Ley N°27.430, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “*países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal*”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los Artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias N°20.628 (junto con sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Impuesto a las Ganancias**”).

El Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las “*jurisdicciones no cooperantes*” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la Argentina.

Por último, ese Artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes. En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, conforme el mismo fuera modificado, estableció el listado de jurisdicciones que son consideradas como “*no cooperantes*” en los términos del Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, incluyéndose en tal listado, a 75 jurisdicciones, entre las que se encuentran: (i) el Estado Plurinacional de Bolivia; (ii) la República de Cuba; y (iii) la República de Nicaragua. Para ver el listado completo, véase el Artículo 24 del Decreto N°862/2019, según el mismo fue modificado, disponible en <http://www.infoleg.gob.ar>.

En cuanto a las “*jurisdicciones de baja o nula tributación*”, el Artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias indica que dicha expresión deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del Artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (es decir, inferior al 15%).

Adicionalmente, el Artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude el Artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. Asimismo, aclaró que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparte del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general. La ARCA ha elaborado un listado orientativo y no taxativo, de las jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, el cual puede ser consultado en su sitio web ([www.afip.gob.ar/fiscalidad-internacional/jurisdicciones-no-cooperantes/jurisdicciones-baja-nula-tributacion/periodos.asp](http://www.afip.gob.ar/fiscalidad-internacional/jurisdicciones-no-cooperantes/jurisdicciones-baja-nula-tributacion/periodos.asp)).

### **Adjudicación**

En la Fecha de Adjudicación, tras el cierre del Registro por los Compradores Iniciales, la Emisora y los Compradores Iniciales determinarán, en función de la demanda de las Obligaciones Negociables (o curva de demanda): (i) la vida promedio y amortización de las Obligaciones Negociables, (ii) el precio de emisión, (iii) la tasa de interés fija anual; (iv) el rendimiento aplicable (el “**Rendimiento Aplicable**”), y (v) el monto de las Obligaciones Negociables a emitir, en cada caso en función de las ofertas recibidas y de conformidad con el proceso de *book-building*.

Asimismo, en la Fecha de Adjudicación, tras la adjudicación definitiva de las Obligaciones Negociables, la Emisora publicará el Aviso de Resultados donde se anunciarán los resultados de la colocación de las Obligaciones Negociables en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de la CNV, en el Sitio Web de BYMA y en el Sitio Web de A3 Mercados.

El Aviso de Resultados, especificará, entre otras cuestiones, el monto de las Obligaciones Negociables a emitir, la Fecha de Emisión y Liquidación, la Fecha de Vencimiento, las Fechas de Pago de Intereses, y la vida promedio y la amortización de las Obligaciones Negociables, el precio de emisión, la tasa de interés fija y el Rendimiento Aplicable.

**La Emisora no puede garantizar que sus Manifestaciones de Interés serán adjudicadas ni que, en caso de que ello suceda, se les adjudicará el monto total de las Obligaciones Negociables que hubieran solicitado ni que el porcentaje de adjudicación sobre el monto total solicitado entre dos Manifestaciones de Interés de iguales características será el mismo.**



### ***Integración y Liquidación***

Los inversores en la Argentina deberán suscribir e integrar las Obligaciones Negociables que les fueran adjudicadas con Dólares Estadounidenses depositados en cuentas bancarias en el exterior mediante la transferencia bancaria a una cuenta del exterior, conforme las instrucciones de los Colocadores Locales previstas en la Manifestación de Interés (mediante cualquier mecanismo legal disponible para dicho inversor), no más tarde de las 18:00 horas (horario de la Argentina) del día previo a la Fecha de Emisión y Liquidación. Sin embargo, los Colocadores Locales se encontrarán facultados para solicitar su integración no más tarde de las 12:00 horas (horario de la Argentina) de la Fecha de Cierre del Registro (excepto en los casos de aquellos inversores a los que, por cuestiones regulatorias, estatutarias y/o de regulación interna de los mismos no sea posible integrar el precio de las Obligaciones Negociables con anterioridad a la transferencia de las Obligaciones Negociables, incluyendo sin limitación compañías de seguros y fondos comunes de inversión).

En caso de que los Colocadores Locales no reciban los fondos necesarios para integrar las Obligaciones Negociables en o antes de las 18:00 horas (horario de la Argentina) del día previo a la Fecha de Emisión y Liquidación (o en o antes de las 12:00 horas (horario de la Argentina) del día de la Fecha de Cierre del Registro conforme la indicada facultad de los Colocadores Locales), dichas Obligaciones Negociables podrán ser canceladas por la Emisora.

La liquidación de las Obligaciones Negociables se llevará a cabo en la Fecha de Emisión y Liquidación, que será dentro de los tres (3) Días Hábiles posteriores a la Fecha de Adjudicación, y específicamente en la fecha que se informe en el Aviso de Resultados. En la Fecha de Emisión y Liquidación, los Colocadores Locales instruirán a J.P. Morgan Securities LLC en su carácter de agente de transferencia (el “**Agente de Transferencia**”), para que acredite en las cuentas que los Colocadores Locales indiquen, siguiendo la práctica internacional en la materia, la totalidad de las Obligaciones Negociables que corresponden a las Manifestaciones de Interés que fueran efectivamente adjudicadas a la Oferta Local, para su posterior entrega por parte de los Agentes Colocadores Locales.

En ningún caso, ni el Agente de Transferencia, los Colocadores Locales ni los Compradores Iniciales serán responsables por: (i) la demora en la entrega de las Obligaciones Negociables, (ii) la falta de integración de las Obligaciones Negociables, y/o (iii) cualquier complicación que pudiera surgir relacionada con, sin limitación, problemas, fallas, pérdidas de enlace, errores en la aplicación o en las caídas del software al utilizar los sistemas para consumir la referida transferencia.

Los inversores que adquieran las Obligaciones Negociables no tendrán obligación alguna de abonar comisiones, a menos que el inversor realice la inversión a través de su bróker, agente, banco comercial, sociedad fiduciaria u otra entidad, en cuyo caso es posible que el inversor deba abonar comisiones y/o cargos a dichas entidades, que serán exclusiva responsabilidad de dicho inversor. Del mismo modo, en caso de transferencias u otros actos o registros con respecto a las Obligaciones Negociables, incluido el sistema de depósito colectivo, DTC podrá cobrar cargos a los participantes, que podrán ser trasladados a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

## FACTORES DE RIESGO

*La inversión en las Obligaciones Negociables conlleva un importante grado de riesgo. En general, la inversión en títulos valores emitidos por emisores de mercados emergentes, tales como la Argentina, involucran riesgos que no son típicamente asociados con la inversión en títulos valores de emisores de los Estados Unidos. Antes de decidir invertir en las Obligaciones Negociables, debe leer cuidadosamente toda la información incluida en el Prospecto y en este Suplemento, incluyendo en particular, los factores de riesgo. Los riesgos descritos a continuación son aquellos conocidos por la Emisora y que actualmente cree que podrían afectarla sustancialmente. Se recomienda enfáticamente la lectura conjunta de la información incluida en el Prospecto y en este Suplemento ya que los riesgos adicionales no conocidos actualmente por la Emisora o que la Emisora no considera en la actualidad como importantes podrían asimismo perjudicar su negocio.*

### Factores de Riesgo Relacionados con Argentina:

#### **Los negocios de la Sucursal dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de la Argentina**

Sustancialmente todas las operaciones, bienes y clientes de la Sucursal se encuentran ubicados en la Argentina y, por ende, sus negocios dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas, regulatorias y sociales imperantes en la Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se prevé que continuarán teniendo un impacto significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

Argentina es un mercado emergente, e invertir en mercados de tal naturaleza generalmente conlleva riesgos adicionales. Los inversores deben efectuar sus propias evaluaciones acerca de la Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las últimas décadas, incluyendo múltiples períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y depreciación monetaria. De acuerdo con información revisada publicada por el INDEC el producto bruto interno (“PBI”) real de la Argentina aumentó un 10,4% en 2021 y un 5,2% en 2022, y en 2023 disminuyó un 1,6%. El Fondo Monetario Internacional (“FMI”), en su informe sobre las Perspectivas de la Economía Mundial, prevé un incremento del 4,5% y del 4,0% del PBI de la Argentina para 2025 y 2026, respectivamente.

Las condiciones económicas de la Argentina dependen de diversos factores, entre los que corresponde hacer mención a los siguientes: (i) la producción nacional, la demanda internacional y los precios de las exportaciones de los principales *commodities* que produce la Argentina; (ii) la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; (iii) la estabilidad y competitividad del peso argentino respecto de otras monedas; (iv) la tasa de inflación; (v) el déficit fiscal; (vi) los niveles de deuda pública; (vii) la inversión y financiamiento nacional y del exterior; y (viii) las políticas de gobierno y el entorno legal y regulatorio. Para mayor información sobre las condiciones macroeconómicas de la Argentina, véase “La Garante— Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal— Condiciones Macroeconómicas en la Argentina”.

Algunas de las políticas de gobierno y la regulación -que en ocasiones han sido implementadas a través de medidas informales y han estado sujetas a cambios radicales- que han tenido gran impacto en la economía de la Argentina en el pasado han sido, entre otras: (i) la política monetaria, incluyendo los controles cambiarios, controles sobre los capitales, altas tasas de interés y una variedad de medidas para contener la inflación; (ii) restricciones a las exportaciones e importaciones de bienes y servicios; (iii) controles de precios; (iv) incrementos salariales obligatorios; (v) impuestos; y (vi) la intervención del gobierno en el sector privado.

El 19 de noviembre de 2023 se celebraron las elecciones presidenciales en la Argentina, resultando electo Javier Milei como Presidente de la Nación con un 55,69%, y asumiendo el cargo el 10 de diciembre de 2023. El 26 de octubre de 2025 se celebraron las elecciones nacionales de medio término, en las que se renovó la mitad de los escaños de la Cámara de Diputados, y un tercio de los escaños del Senado. Tras las elecciones nacionales de medio término, el partido del presidente Milei, La Libertad Avanza, obtuvo 20 de los 72 representantes en el Senado y 93 de los 257 representantes en la Cámara de Diputados. Si bien los mercados financieros parecen haber reaccionado positivamente a los resultados de la elección, no se puede asegurar que estas condiciones se mantengan en el tiempo.

Desde la asunción al cargo del actual gobierno, se han adoptado un gran número de medidas destinadas a reducir el gasto público, desregular la economía y limitar la intervención del gobierno en el sector privado, y el actual gobierno ha indicado que tiene la intención de seguir implementando políticas favorables a las empresas, incluyendo la reducción de impuestos, entre otras cuestiones. Sin embargo, no es posible asegurar que estas políticas puedan implementarse, considerando que el partido de gobierno tiene una minoría de representantes en ambas cámaras del Congreso Nacional. Algunas de las medidas propuestas por el gobierno nacional han sido impugnadas en el Congreso Nacional y a través de procedimientos judiciales. La oposición política o social a las reformas propuestas por el gobierno nacional, los desarrollos externos adversos o los retrasos en la implementación de políticas estructurales podrían revertir las tendencias positivas actuales y generar volatilidad en los mercados financieros, afectando negativamente el acceso al financiamiento internacional, el valor del Peso y la estabilidad general de la economía argentina y del sector energético en particular y, en consecuencia, el negocio, resultado de operaciones y situación financiera de la Sucursal.

#### ***Una tasa de inflación persistentemente alta podría afectar negativamente a la economía argentina***

La Argentina enfrenta altas presiones inflacionarias. El índice de precios internos al por mayor (“**IPIM**”) reportado por el INDEC aumentó un 103,5%, 276,4% y 67,1% en 2022, 2023 y 2024, respectivamente. Adicionalmente, el índice de precios al consumidor (el “**IPC**”) aumentó un 94,8%, 211,4% y 117,8% en 2022, 2023 y 2024, respectivamente. Asimismo, en los primeros once meses del 2025 el IPIM aumentó un 27,9% mientras que el IPC aumentó un 23,2%.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno de crear condiciones que impulsen el crecimiento. El gobierno argentino ha implementado medidas para frenar la inflación, incluyendo la supervisión y el control de los precios de los principales bienes y servicios de la economía y la limitación de los aumentos salariales. El actual gobierno se centró en eliminar el déficit fiscal y en reducir sustancialmente la emisión monetaria. Aunque recientemente las políticas adoptadas por el actual gobierno han reducido la inflación si el valor del peso no se estabiliza a través de políticas fiscales y monetarias, podría producirse un aumento en los niveles de inflación.

Un entorno de altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de la Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica.

Una parte sustancial de los costos de la Sucursal está denominada en Pesos y sujeta a los efectos de la inflación, y debido a que los precios y el volumen de ventas de los productos que comercializa la Sucursal en el mercado interno podrían no compensar el aumento resultante de los costos, un aumento significativo de la inflación podría afectar significativa y negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

#### ***Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina***

Las fluctuaciones en el valor del Peso continúan afectando la economía argentina. Desde el mes de enero de 2002, el valor del peso ha fluctuado en forma significativa. Los niveles continuamente altos de inflación, junto con los controles de tipos de cambio formales y de hecho generaron un tipo de cambio oficial cada vez más sobrevaluado. Sumado a los efectos de los controles de tipos de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina y la obstaculización de las inversiones, dando lugar a una recesión económica. En 2022, 2023, 2024 y 2025 el peso se depreció 42%, 78%, 22% y 42%, respectivamente, con respecto al Dólar Estadounidense. Véase “*Información Adicional— Controles de Cambio*”.

La depreciación del peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, generar inflación, reducir significativamente los salarios reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, afectando asimismo la capacidad del gobierno argentino de honrar sus obligaciones de deuda externa. Una apreciación significativa del peso frente al Dólar Estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

***El mantenimiento de controles cambiarios o el establecimiento de nuevos controles, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podría limitar la disponibilidad de crédito internacional y podría amenazar al sistema financiero, lo cual podría afectar negativamente la economía argentina***

En el pasado, el gobierno argentino ha implementado controles cambiarios, muchos de los cuales siguen vigentes en la actualidad. Actualmente, dichos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

Aunque las restricciones al acceso al mercado de cambios se han flexibilizado parcialmente como parte de la agenda económica del Presidente Milei, el gobierno argentino podría continuar manteniendo dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a las transferencias, requisitos para repatriar fondos del exterior o restricciones al movimiento de capitales y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo cual podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capitales. Dichas medidas podrían afectar las finanzas públicas, lo cual podría afectar negativamente la economía de la Argentina, situación que, a su vez, podría afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal. Para más información sobre los controles cambiarios actualmente vigentes, véase la sección “*Información Adicional— Controles de Cambio*” en este Suplemento.

***La disminución de las reservas internacionales del Banco Central podría afectar negativamente a la economía argentina***

El volumen de reservas internacionales del Banco Central es fundamental para el normal funcionamiento de la economía local y para que el gobierno argentino pueda gestionar crisis o turbulencias en los mercados. Las reservas pueden disminuir, entre otros factores, debido a pagos de deuda en moneda extranjera, la reducción de los flujos de ingresos por exportaciones y la intervención en el mercado de cambios para contener las fluctuaciones del Peso.

Entre 2018 y 2024, con el objetivo de afrontar las obligaciones de pago de deuda externa, y mitigar la escalada del tipo de cambio, el Banco Central redujo drásticamente sus reservas en Dólares Estadounidenses. Esto se tradujo en una disminución desde US\$65,8 mil millones de Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2018, hasta US\$29,6 mil millones de Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2024. Durante 2025, el FMI y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos otorgaron facilidades de crédito a la Argentina para reforzar la posición de reservas del Banco Central. Adicionalmente, en abril de 2025 el Banco Central renovó el tramo de US\$5.000 millones del acuerdo bilateral de intercambio de divisas (*swap*) con el Banco Central de la República Popular de China, aplazando los pagos que vencían originalmente en 2025 hasta mediados de 2026, lo que alivió temporalmente la presión sobre las reservas del Banco Central. Sin embargo, si bien este apoyo internacional sirve de puente para fortalecer las reservas del Banco Central, la dependencia de la Argentina a tales facilidades, de no combinarse con reformas monetarias y fiscales creíbles, podría no ser suficiente para estabilizar el Peso, gestionar las obligaciones de pago de deuda o fortalecer de manera sostenible la posición externa del país y restaurar el crecimiento económico.

Una mayor volatilidad o la depreciación del Peso, la implementación de un marco de libre flotación cambiaria o la dolarización de la economía argentina, tal como propuso el Presidente Milei durante su campaña, o una reducción en las reservas del Banco Central, podrían impactar negativamente en la economía argentina, lo que a su vez podría afectar de manera adversa la situación financiera y resultados operativos de la Sucursal.

***La capacidad del gobierno argentino de obtener financiación en los mercados internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico***

El gobierno argentino ha incumplido el pago de su deuda soberana en el pasado, y existe la posibilidad de que lo haga en el futuro. Esto podría resultar en la falta de acceso del gobierno argentino a financiamiento internacional, o que dicho acceso sea excesivamente costoso, limitando así su capacidad para invertir y fomentar el crecimiento económico. Adicionalmente, las empresas del sector privado del país también podrían enfrentar dificultades para acceder a financiamiento internacional a costos razonables o, directamente, no conseguirlo, como ha ocurrido en ocasiones anteriores.

A pesar del proceso de reestructuración de la deuda pública de la Argentina realizado entre 2020 y 2023, los mercados internacionales mantienen una postura cautelosa respecto a la sustentabilidad de la deuda

externa de la Argentina, y por ello, los indicadores de riesgo país siguen siendo elevados. En los meses previos a las elecciones de medio término de octubre de 2025, el riesgo país de la Argentina se incrementó en medio de una mayor incertidumbre política, aunque disminuyó tras los resultados electorales y el anuncio del acuerdo de estabilización monetaria entre el Banco Central y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos. La Sucursal no puede garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán estables. Cualquier baja, suspensión o cancelación en la calificación de la deuda soberana de la Argentina puede tener un efecto adverso en la economía del país y, consecuentemente, en los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Sucursal.

La situación fiscal futura de la Argentina podría no ser suficiente para cumplir con sus obligaciones de servicio de la deuda, por lo que podría verse obligada a depender en parte de financiamiento adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, del FMI u otros organismos de crédito. Todo ello podría derivar en un empeoramiento de la situación macroeconómica de la Argentina, lo que podría imponer restricciones al acceso a los mercados financieros o desencadenar nuevos procesos de reestructuración de deuda. A la fecha del presente, existe incertidumbre respecto de las percepciones de los inversores sobre la solvencia del país, lo que podría restringir el acceso al financiamiento en el futuro o aumentar significativamente los costos de endeudamiento, limitando la capacidad del gobierno para impulsar el crecimiento económico. Un acceso limitado o más costoso al financiamiento internacional para el sector privado también podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

***La economía argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos en otros mercados***

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos), podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de la Argentina y afectar negativamente la economía del país. Asimismo, hechos o situaciones que puedan generar una desaceleración del comercio internacional, una reducción en el consumo de los principales mercados de la Argentina, y una disminución de los precios de los principales productos que produce la Argentina, pueden impactar negativamente en la economía argentina. Asimismo, Argentina podría verse afectada por las condiciones económicas y de mercado de otros mercados a nivel mundial, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de la Argentina en 2009.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“**MERCOSUR**”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea que fue rechazado por el Parlamento Europeo en noviembre de 2020. Las negociaciones se reanudaron más tarde y en diciembre de 2024, el MERCOSUR y la Unión Europea finalizaron las negociaciones de un acuerdo revisado. El 3 de septiembre de 2025, la Comisión Europea inició el proceso de ratificación del acuerdo de asociación estratégica, sin perjuicio de ello, el proceso de ratificación enfrenta una fuerte oposición de algunos estados miembros de la Unión Europea. A la fecha de este Suplemento, el acuerdo de asociación estratégica entre la Unión Europea y el Mercosur no ha sido ratificado. Adicionalmente, el 13 de noviembre de 2025, el gobierno argentino y el gobierno de los Estados Unidos anunciaron un acuerdo marco para profundizar la cooperación bilateral en comercio e inversión. A la fecha de este Suplemento, el gobierno argentino y el gobierno de los Estados Unidos están trabajando para finalizar las formalidades de este acuerdo. La Sucursal no puede asegurar si se finalizarán, ejecutarán o ratificarán los acuerdos comerciales con la Unión Europea, Estados Unidos o cualquier otro país o bloque comercial en la forma prevista actualmente, ni cuándo lo harán, o si lo harán en absoluto.

En el pasado, las economías en desarrollo se han visto afectadas por el cambio en la política monetaria de Estados Unidos, dando lugar a la liquidación de inversiones y a una mayor volatilidad en el valor de sus monedas. De producirse un aumento significativo en las tasas de interés de las economías desarrolladas, entre ellas Estados Unidos, podría resultar más dificultoso y oneroso para las economías en desarrollo, entre ellas Argentina, tomar capitales en préstamo y refinanciar la deuda existente, lo que afectaría negativamente su crecimiento económico. Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial.

En marzo de 2020, tras el fracaso en las negociaciones sobre los precios del petróleo crudo entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la “**OPEP**”) y Rusia, el precio del petróleo crudo cayó un 30%, lo que representa la mayor reducción de precio del petróleo crudo desde 1991. La OPEP y ciertos países adicionales, llamados conjuntamente “**OPEP +**” definieron reducir la producción de petróleo crudo

a partir de mayo 2020. Desde entonces, la OPEP+ ha revisado y restablecido repetidamente los compromisos de reducción de producción en respuesta a las condiciones del mercado. En abril de 2025, ocho miembros de la OPEP+ comenzaron a aumentar la producción para recuperar la cuota de mercado, pero en noviembre de 2025 estas subidas se detuvieron en medio de predicciones de exceso de oferta. Las futuras revisiones de los niveles de producción de la OPEP+ o la eliminación gradual de los recortes de producción de petróleo crudo podrían afectar materialmente la oferta mundial de petróleo crudo y la estabilidad del mercado argentino y global y, por lo tanto, el negocio de la Sucursal.

El conflicto entre Rusia y Ucrania ha afectado y podría continuar afectando los precios internacionales del petróleo crudo, del gas natural y de los commodities, incluyendo aquellos que produce la Argentina. Además, aunque por el momento el conflicto es regional, su potencial expansión a otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (“OTAN”) podría intensificar el conflicto a nivel internacional.

Tras un ataque terrorista de Hamás el 7 de octubre de 2023, Israel declaró la guerra a Hamás y a otras organizaciones terroristas en Gaza, lanzando una gran campaña militar en la zona. En octubre de 2025, Israel y Hamás llegaron a un acuerdo sobre la primera fase de un alto el fuego y liberación de rehenes, siguiendo un plan presentado por el gobierno de los Estados Unidos. Sin perjuicio de ello, el mantenimiento de este acuerdo de alto el fuego sigue siendo frágil, y ambas partes se acusan mutuamente de violarlo. La intensidad y duración del conflicto entre Israel y Hamás es difícil de predecir, y el conflicto podría escalar y expandirse a otros países de Oriente Medio, incluidos Líbano y Siria, donde Israel ha lanzado ataques contra militantes de Hezbolá, lo que podría convertirse en una guerra regional de mayor envergadura.

Adicionalmente, el 3 de enero de 2026, Estados Unidos lanzó una serie de ataques aéreos contra Venezuela, donde se capturó y se sacó del país al presidente Nicolás Maduro y a su esposa, la primera dama Cilia Flores. Tras los ataques, Venezuela declaró el estado de emergencia nacional, y el presidente Trump anunció la intención por parte de los Estados Unidos de administrar Venezuela por un período de transición.

El futuro de los conflictos mencionados más arriba, así como su impacto en el comercio internacional, en los precios internacionales del petróleo crudo, el gas natural, y de otras materias primas, y su impacto en las economías de mercados emergentes como la Argentina, sigue siendo incierto.

La Argentina podría verse negativamente afectada por acontecimientos económicos o financieros adversos en otros países. No puede garantizarse que los acontecimientos de otros mercados no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas o sociales de la Argentina y, en consecuencia, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

#### *Factores de Riesgo Relacionados con la Industria del Petróleo y Gas:*

***Los controles de precios y la falta de adhesión por parte del gobierno a los programas de compensación e incentivo han afectado en el pasado, y podrían afectar en el futuro, los resultados de las operaciones de la Sucursal***

En el pasado, las medidas adoptadas por el gobierno argentino han impactado en los precios internos de los productos de petróleo crudo y gas natural, que han diferido, hacia arriba o hacia abajo, de los precios internacionales o regionales. En lo que respecta a los mercados de gas natural, los precios del gas natural en Argentina han estado tradicionalmente sujetos a regulación gubernamental, teniendo en cuenta principalmente los precios del gas para consumidores residenciales, donde han predominado la intervención gubernamental y subsidios. Desde diciembre de 2023, el actual gobierno ha buscado implementar medidas centradas en la desregulación, la reducción de la intervención estatal en la economía, el ajuste fiscal y la liberalización de los mercados, incluso eliminando restricciones en la industria energética y permitiendo la formación de precios impulsada por el mercado. Si bien estas políticas buscan fomentar la actividad del sector privado y la inversión extranjera, siguen sujetas a desafíos políticos, económicos y sociales, y su sostenibilidad a largo plazo es incierta. No se puede descartar que, en el futuro, se puedan restablecer controles de precios o regulaciones más estrictas.

El gobierno ha adoptado en el pasado una serie de programas para compensar a las empresas de petróleo y gas por las limitaciones en los precios locales y para incentivar nuevas inversiones en mayor producción. Para más información sobre estos programas, véase la nota 16 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora.

Los cambios o demoras en la implementación de estos programas gubernamentales o la efectiva recepción de los pagos resultantes de los mismos han tenido, y podrán volver a tener en el futuro, un impacto negativo significativo sobre los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las empresas de

hidrocarburos. Los precios que la Sucursal puede obtener por sus productos de hidrocarburos y la compensación recibida a partir de los programas compensación e incentivo patrocinados por el gobierno que propone este histórico esquema pueden llegar a afectar la viabilidad de inversiones en una nueva exploración, desarrollo y refinación y, como resultado de ello, la oportunidad y el monto de sus inversiones de capital proyectadas para tal fin.

La Sucursal presupuesta las inversiones de capital teniendo en cuenta, entre otras cuestiones, los precios del mercado para sus productos de hidrocarburos y los programas de compensación e incentivo patrocinados por el gobierno. Los controles de precios o los cambios por parte del gobierno en estos programas han impactado en el sector en el pasado, y la reintroducción de medidas similares en el futuro podría generar efectos adversos sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

***Los límites sobre las exportaciones de hidrocarburos y productos relacionados han afectado los resultados de las operaciones de la Sucursal en el pasado, y podrían afectarlos en el futuro***

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas que restringieron ampliamente las exportaciones de hidrocarburos y de productos relacionados desde la Argentina, lo que ha inhibido la capacidad de los productores locales, incluida la Sucursal, de beneficiarse con los mayores precios de estos productos en los mercados internacionales.

En julio de 2024, el gobierno argentino sancionó la Ley N°27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (la “**Ley de Bases**”) que establece una reforma integral en diversas áreas del marco legal argentino para fomentar la inversión, modernizar la administración pública y promover el crecimiento económico. Junto con el Decreto N°1057, la Ley de Bases implementó varios cambios a la Ley de Hidrocarburos (según este término se define más adelante), permitiendo a los actores del mercado exportar libremente hidrocarburos, siempre y cuando los volúmenes no sean necesarios para satisfacer la demanda del mercado interno, y sujeto a no recibir objeciones de la SE por motivos técnicos o económicos. Para mayor información, véase “*Marco Regulatorio— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*”. A pesar de los esfuerzos de desregulación del gobierno actual, la Sucursal no puede garantizar que no se restablezcan los límites legales a las exportaciones de hidrocarburos y productos relacionados.

Adicionalmente, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Sucursal, todavía requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía en virtud de un régimen establecido bajo la Resolución de la SE N°241-E/17, con las modificaciones y los complementos introducidos por otras reglamentaciones. Las compañías petroleras que pretenden exportar petróleo crudo o GLP primero deben demostrar que la demanda local de dicho producto se encuentra satisfecha o que se ha realizado una oferta de venta del producto a los compradores locales y ésta ha sido rechazada. Las refinerías de petróleo que pretenden exportar gasoil primero deben demostrar que la demanda local de gasoil se encuentra debidamente satisfecha.

La Sucursal no puede predecir la duración de la vigencia de estas restricciones, o si se adoptarán otras medidas que afecten en forma adversa la capacidad de la Emisora de exportar o importar gas natural, petróleo crudo y gasoil u otros productos y, en consecuencia, impacten en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Sucursal.

***La implementación de nuevos aranceles a las exportaciones, o el incremento de los existentes, podría afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal***

El gobierno nacional ha impuesto históricamente derechos de exportación, incluidas las exportaciones de hidrocarburos y sus subproductos, lo que en el pasado impidió que empresas como la Sucursal se beneficiaran de incrementos significativos en los precios internacionales del petróleo crudo y el gas natural. Conforme las regulaciones actuales, los derechos de exportación sobre las exportaciones de petróleo crudo y/o gas natural están limitados a un 8%. Para mayor información, véase “*Marco Regulatorio— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*”.

La Sucursal no puede garantizar que no se modificarán en el futuro los aranceles a las exportaciones o reglamentaciones similares o que no se impondrán nuevos impuestos o reglamentaciones, lo que afectaría negativamente los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Sucursal.

***La volatilidad de los precios del petróleo crudo, gas natural y productos de petróleo crudo relacionados podría afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Sucursal***

Los precios internacionales y regionales del petróleo crudo y gas natural han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Algunos de los factores que

afectan los precios internacionales del petróleo crudo y productos de petróleo crudo relacionados son: los acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente, los conflictos bélicos actuales entre Rusia y Ucrania, Hamas e Israel, y los actuales desarrollos en Venezuela; la capacidad de la OPEP y otras naciones productoras de petróleo crudo de establecer y mantener los precios y niveles de producción de petróleo crudo; el suministro y demanda global y regional de petróleo crudo, gas natural y productos relacionados, incluyendo interrupciones en la cadena de suministro global y cuellos de botella en el transporte marítimo; la competencia de otras fuentes de energía; reglamentaciones de gobiernos locales y extranjeros; condiciones climáticas; y conflictos globales y locales, incluyendo guerras o actos de terrorismo.

La Sucursal no tiene control sobre los factores antedichos. La volatilidad de los precios restringe la capacidad de los actores de la industria de adoptar decisiones de inversión a largo plazo, dado que el retorno sobre las inversiones se torna impredecible.

Durante los años 2023, 2024 y 2025, el precio promedio del barril de petróleo Brent fue aproximadamente de US\$82,17, US\$79,86 y US\$68,19 por barril, respectivamente.

El precio local del petróleo crudo ha fluctuado en el pasado en la Argentina no solo debido a los precios internacionales y los riesgos descritos anteriormente, sino también debido a la carga impositiva local, las regulaciones que afectan la comercialización en los mercados interno y de exportación de los hidrocarburos crudos y refinados, y las condiciones macroeconómicas, impactando así la demanda de petróleo crudo y los márgenes de refinación. El precio interno del petróleo crudo también puede estar sujeto ocasionalmente a controles de precios locales impuestos por el gobierno argentino.

Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo crudo, gas natural y productos refinados podría hacer que la Sucursal deba reducir o alterar su cronograma de inversiones de capital, lo que a su vez podría afectar negativamente su producción y ventas futuras y dar lugar a un impacto sobre la capacidad de la Sucursal de continuar financiando las actividades de expansión y exigir que la Sucursal obtenga financiamiento adicional de terceros que en ese momento podría no estar disponible o podría resultar ineficiente desde el punto de vista de los costos.

***La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural podría afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Emisora***

La producción de los yacimientos de petróleo crudo y gas natural disminuye a medida que se produce el agotamiento de las reservas, dependiendo el porcentaje de disminución de las características del reservorio. Por ende, la cantidad de reservas probadas disminuye a medida que se producen. Las estimaciones de reservas probadas en los informes de la Compañía fueron preparadas de acuerdo con los requisitos y pautas de estimación y revelación de reservas de petróleo crudo y gas natural emitidas por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos (“SEC”) y de conformidad con la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros 2018 Sistema de Gestión de Recursos Petroleros. La ingeniería de reservas de petróleo crudo y gas natural es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y gas natural que no pueden ser medidas de manera exacta, y las estimaciones de otros ingenieros podrían diferir significativamente de las que se incluyen en el presente.

Las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de la Sucursal se estiman utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar con razonable certeza si el petróleo crudo o gas natural en reservorios conocidos puede ser recuperable bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas depende de una cantidad de factores, presunciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la Sucursal. Entre los factores susceptibles de ser controlados por la Sucursal se incluyen los siguientes: la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones en las estimaciones de las reservas, la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles, utilizados por la Sucursal y la interpretación de dichos datos; el rendimiento de producción de los reservorios de la Sucursal y las tasas de recuperación, que dependen en gran medida de las tecnologías disponibles así como de la capacidad de la Sucursal de implementar dichas tecnologías y el correspondiente *know-how*; la selección de terceros con los que la Sucursal puede celebrar negocios y la exactitud de las estimaciones de la Sucursal respecto de los hidrocarburos iniciales existentes, que pueden resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Entre los factores que se encuentran principalmente fuera del control de la Sucursal se incluyen los siguientes: cambios en los precios del petróleo crudo y gas natural existentes que podrían tener un efecto sobre la magnitud de las reservas probadas de la Sucursal (dado que las estimaciones de las reservas son calculadas



bajo las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones); cambios en las normas impositivas existentes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales posteriores a la fecha en que se efectúan las estimaciones (que podrían hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para la explotación), y ciertas acciones de terceros, incluyendo los operadores de yacimientos en los que la Sucursal tiene derechos.

En consecuencia, las estimaciones de reservas son con frecuencia significativamente diferentes a las cantidades de petróleo crudo y gas que natural que en última instancia se recuperan y, en la medida en que resulten sustancialmente inferiores a las estimadas, podrían tener un impacto adverso sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

***La falta de disponibilidad de capacidad de transporte podría limitar la posibilidad de la Sucursal de aumentar la producción de petróleo crudo y gas natural y podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones***

La capacidad de la Sucursal para explotar económicamente sus reservas de petróleo crudo y gas natural depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar el petróleo crudo y el gas natural producidos por la Sucursal hasta los mercados en los que se venden, así como de las reglamentaciones que pueden limitar el uso de dicha infraestructura, incluyendo el requerimiento de licencias o permisos de transporte o construcción en relación con el uso de dicha infraestructura. Comúnmente, el petróleo crudo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas natural comúnmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. A través de la Garante, se han realizado inversiones en los proyectos VMOS y FLNG (conforme dichos términos se definen más adelante) para asegurar el transporte, la entrega y la exportación de la producción de petróleo de la Sucursal y de la Garante.

La falta de infraestructura de capacidad de transporte, incluyendo debido a demoras en la construcción o expansión de infraestructura de transporte, amarre o conexión, o de infraestructura adecuada o alternativa de almacenamiento o carga, incluyendo la falta de buques para el transporte marítimo de petróleo crudo y gas natural, o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de gas natural de largo alcance, o la falta de obtención, mantenimiento o renovación de las licencias o permisos de transporte o construcción requeridos, puede resultar en un aumento de costos y demoras en el cronograma de construcción de los proyectos VMOS y FLNG y podría impedir que la Garante y la Sucursal puedan evacuar el crecimiento proyectado en su producción de petróleo y gas natural, lo cual podría afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal y de la Garante.

Al 31 de diciembre de 2024, aproximadamente el 49% de la matriz energética de la Argentina depende del gas natural, según la Secretaría de Energía. Aunque en los últimos años ha habido inversiones significativas en el transporte de gas natural, históricamente la Argentina ha enfrentado una falta de infraestructura para la distribución de la producción de gas natural. Si la demanda de gas natural continúa aumentando como lo ha hecho recientemente y no se realizan las inversiones necesarias, existe el riesgo de que en el futuro pueda haber escasez de gas natural durante los períodos de alta demanda. En el pasado la Sucursal ha requerido, y podría requerir en el futuro, a realizar gastos de capital sustanciales para apoyar el desarrollo de infraestructura de transporte y procesamiento, incluyendo en relación con los proyectos VMOS y FLNG, lo que podría aumentar materialmente la deuda y costos operativos y afectar el flujo de caja, afectando así materialmente los resultados de operaciones de la Sucursal.

***Factores de Riesgos Relacionados con la Sucursal***

***La actividad de la Sucursal requiere inversiones de capital significativas y la Sucursal podría requerir financiación***

La actividad de la Sucursal requiere de sustanciales inversiones de capital. Específicamente, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos, la producción, el procesamiento y la refinación, y el mantenimiento de maquinarias y equipos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. Además, el servicio de transporte de petróleo crudo y de gas natural implica cantidades significativas de gastos de capital para construir, expandir, modernizar y mejorar la operación y el mantenimiento del sistema de oleoductos y gasoductos del país. Puede ser necesario obtener financiamiento para los gastos de capital destinados a las expansiones actuales y futuras de la capacidad de transporte, incluida la exportación de GNL, de la Sucursal.

La capacidad de la Sucursal de llevar adelante sus inversiones de capital, sin embargo, podría verse limitada por sus posibilidades de obtener financiación, ya sea en niveles favorables o en lo absoluto. El acceso por parte de la Sucursal a la financiación internacional y sus costos de endeudamiento podrían verse afectados por la percepción de los inversores respecto de la solvencia de las empresas argentinas.

Asimismo, los costos de endeudamiento de la Sucursal podrían aumentar en caso de un incremento en las tasas de interés de los Estados Unidos y Europa. Asimismo, el deterioro de los mercados de crédito internacionales podría generar una disminución de la disponibilidad de las fuentes de financiación y un aumento de los costos de financiación. No puede asegurarse que la Sucursal podrá generar flujos de fondos suficientes, ni que tendrá acceso a suficientes alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades a los niveles actuales o superándolos.

*Factores de Riesgo Relacionados con Pan American:*

***La Garante podría realizar inversiones para expandir, complementar o diversificar sus operaciones, las cuales podrían afectar adversamente su negocio***

Con el fin de expandir y diversificar sus operaciones, la Garante evalúa, y de tiempo en tiempo podría llevar a cabo, inversiones en los sectores de petróleo crudo y gas natural y energía que sean complementarios al negocio de la Garante. Estas inversiones podrían exponer a la Garante a diversos riesgos, incluyendo nuevos proyectos que tengan un perfil de riesgo diferente al de sus operaciones actuales. No podemos garantizar que la Garante será capaz de concretar tales oportunidades complementarias, ni tampoco podemos garantizar que dichas inversiones, de realizarse, no afectarán adversamente al negocio de la Garante.

*Factores de Riesgo Relacionados con los países, distintos a la Argentina, en donde opera la Garante:*

***La inestabilidad política, social y económica en Bolivia podría afectar los resultados de las operaciones de la Garante***

La Garante está expuesta a incertidumbre y riesgos derivados de sus operaciones en el área Caipipendi en Bolivia, que ha experimentado una importante inestabilidad económica, política y social. La Garante posee derechos contractuales con respecto al área Caipipendi en la cuenca de Tarija, que representó un 1,6% de su producción de petróleo crudo total y 11,2% de su producción de gas total en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, y un 2,0% de su producción de petróleo crudo total y 12,9% de su producción de gas total en 2024.

Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Bolivia y las medidas adoptadas por el gobierno de Bolivia han tenido y podrían continuar teniendo un impacto significativo sobre la Garante. El 23 de enero de 2009, el gobierno boliviano, a través del Decreto Supremo N°29.888, nacionalizó 8.049.660 acciones de Empresa Petrolera Chaco S.A. (“Chaco”), de titularidad de la Garante, representativas del 50% del total de acciones de Chaco, sin una pronta, adecuada y efectiva indemnización a favor de la Garante. Como resultado de ello, la Garante llevó la controversia al Centro Internacional para Resolución de Disputas sobre Inversiones del Banco Mundial en 2010, que fue conciliada en 2014. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ha enfrentado demoras en el pago a proveedores (incluyendo proveedores de petróleo crudo y gas natural). Como resultado, la Garante se encuentra expuesta a falta de certeza y riesgos por su producción en Bolivia.

Las elecciones generales de Bolivia se celebraron el 17 de agosto de 2025, en las que los votantes eligieron al presidente y vicepresidente de Bolivia, así como a los miembros del poder legislativo nacional para el período 2025-2030. El Senador Rodrigo Paz Pereira, del Partido Demócrata Cristiano, ganó las elecciones con el 54,9% de los votos en la segunda vuelta, en una pelea contra el expresidente Jorge Quiroga. Aunque el Presidente Paz ha realizado declaraciones públicas en las que planea estimular el crecimiento del sector privado y las inversiones internacionales en Bolivia, las políticas que implementará la nueva administración aún son inciertas, y la Garante no puede asegurar que dichas políticas no afectarán negativamente las condiciones económicas, políticas o sociales en Bolivia, lo que a su vez podría afectar negativamente al negocio, resultados de operaciones y situación financiera de la Garante.

***La Garante está expuesta a riesgos asociados con su operación en México, incluidos riesgos relacionados con que PEMEX sea el único cliente de la producción de la Garante en México***

A la fecha del presente Suplemento, la Garante opera el área Hokchi en virtud de un acuerdo de participación en la producción originalmente celebrado con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) (que fue disuelta y reemplazada por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) en el primer trimestre de 2025 que se encuentra bajo la autoridad de la Secretaría de Energía de México (“SENER”). La producción del área Hokchi comenzó en mayo de 2020. En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, la producción del área Hokchi representó el 6,8% de la producción total de petróleo, y el 0,6% de la producción total de gas de la Garante.

Adicionalmente, la Garante actualmente posee participaciones en otras dos áreas de exploración en México, una de las cuales está en proceso de devolución a la SENER. El único cliente de la producción del área Hokchi es la petrolera estatal mexicana Petróleos Mexicanos (“PEMEX”), que en el pasado enfrentó

demoras en el pago a sus proveedores, contratistas y operadores petroleros incluyendo a la Garante. El proceso para el cobro de cualquier suma adeudada puede resultar costoso y prolongado, y la Garante no puede asegurar cuándo y si se recuperarán dichos montos. Como resultado de ello, la Garante está expuesta a incertidumbre y riesgos derivados de sus operaciones en México. Cambios en las condiciones económicas, políticas y sociales en México y las medidas adoptadas por el gobierno mexicano podrían tener un impacto significativo sobre la Garante.

Adicionalmente, las elecciones presidenciales en México se llevaron a cabo el 2 de junio de 2024, resultando electa como presidenta Claudia Sheinbaum. A la fecha de este Suplemento, el Movimiento de Regeneración Nacional (Morena), el partido político de la presidenta mexicana Claudia Sheinbaum, tiene la mayoría de los escaños en la Cámara de Diputados de México y posee el mayor número de escaños en el Senado de la República Mexicana en relación con cualquier otro partido. En septiembre de 2024, se promulgó una reforma constitucional en México, introduciendo cambios significativos al sistema judicial, incluyendo la elección popular de jueces, magistrados y ministros de la Suprema Corte. La Garante no puede predecir el impacto que esa reforma u otros acontecimientos políticos en México podrían tener en la economía de dicho país, ni tampoco puede ofrecer garantía alguna que dichos eventos, sobre los cuales la Garante no tiene control, no tendrán un efecto adverso en la economía mexicana, o en el sector del petróleo y el gas de dicho país, y a su vez, sobre el negocio, resultados de operación y situación financiera de la Garante.

***Los negocios de la Garante ubicados en Brasil están sujetos a riesgos asociados con la operación en Brasil***

La incertidumbre económica y política en Brasil podría afectar negativamente el entorno de negocios en el país, lo que cual podría tener un impacto en los proyectos eólicos de la Garante. Brasil ha experimentado en el pasado una volatilidad económica significativa, incluida una contracción del producto bruto interno, una inflación elevada y una depreciación de los tipos de cambio.

Brasil tiene programado celebrar elecciones presidenciales en octubre de 2026. Históricamente, los períodos anteriores y posteriores a las elecciones en Brasil han estado marcados por una mayor incertidumbre política y económica, lo que puede afectar la confianza de los inversores y las condiciones del mercado. Dicha incertidumbre podría resultar en volatilidad en los mercados de capitales brasileños, fluctuaciones en el tipo de cambio del real y cambios en las expectativas de inflación y tasas de interés. Cualquiera de estos acontecimientos podría afectar negativamente a la economía brasileña.

La incertidumbre sobre si el gobierno brasileño implementará reformas o cambios en políticas o regulaciones en el futuro podría afectar el desempeño económico y contribuir a la inestabilidad económica. La Garante no puede predecir qué políticas públicas se adoptarán o cambiarán en Brasil, incluyendo como resultado de las próximas elecciones, ni el efecto que dichas políticas podrían tener en la economía o en el sector energético brasileño.

***El negocio de generación de energía eléctrica de la Garante depende en gran medida de la infraestructura de transmisión y distribución, así como del nivel de demanda de energía eléctrica***

Los negocios de generación de energía eléctrica de la Garante dependen de la disponibilidad de una infraestructura de transmisión adecuada en las áreas donde se encuentran ubicadas las centrales de generación de energía eléctrica de la Garante, para garantizar una correcta conexión a los sistemas de interconexión. Las instalaciones de transmisión son de propiedad y están operadas por terceros, y cualquier interrupción o insuficiencia en la capacidad de transmisión podría afectar negativamente la capacidad de la Garante para vender y entregar energía eléctrica.

La Garante no puede asegurar que las instalaciones de transmisión se ampliarán ni si se ampliarán en los mercados específicos en los que la Garante operara o tiene la intención de operar. Si la oferta y la demanda de energía eléctrica se encuentran desequilibradas, el operador del sistema de transmisión puede restringir el despacho de energía eléctrica para mantener niveles adecuados de confiabilidad en Argentina y, en particular, en el mercado brasileño, donde el suministro de energía eléctrica continúa siendo limitado.

***Las operaciones de la Garante están sujetas a riesgos sociales***

Las actividades de la Garante están sujetas a riesgos sociales, incluyendo protestas de las comunidades vecinas a algunas de las operaciones de la Garante. Si bien la Garante tiene el compromiso de operar en forma socialmente responsable, podría enfrentar oposición de las comunidades locales con respecto a sus proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que opera, o recibir cobertura mediática negativa, lo cual podría afectar de manera adversa su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial. La Garante no puede garantizar que futuras protestas no afecten sus operaciones.

*Factores de Riesgo Relacionados con las Obligaciones Negociables y la Garantía:*

***La ausencia de un mercado para las Obligaciones Negociables podría afectar en forma adversa su liquidez***

Si bien hemos solicitado el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA y para su negociación en A3 Mercados, no podemos asegurar que dichas solicitudes serán aprobadas o que se desarrollará un mercado activo de negociación para las Obligaciones Negociables y, si se desarrolla, no podemos asegurar su mantenimiento.

Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables, es posible que tenga dificultad para revender las Obligaciones Negociables, o que no las pueda vender a un buen precio, o incluso que no puedan ser vendidas en absoluto. Adicionalmente, si se desarrolla un mercado para las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables podrían ser negociadas a descuento en relación a su precio de negociación inicial, dependiendo de las tasas de interés, la volatilidad en los mercados de valores y en la economía en general, así como por cualquier cambio en nuestra condición financiera o resultados de operaciones, por lo que no podemos asegurarle que las Obligaciones Negociables no se negociarán a descuento de su precio inicial. Si no se desarrolla y mantiene un mercado de negociación activo de las Obligaciones Negociables, el valor de mercado y la liquidez de las Obligaciones Negociables, podrían verse afectados de manera sustancial y adversa.

***Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a restricciones sobre la transferencia que podrán afectar adversamente su valor y limitar la capacidad de los inversores de revender las Obligaciones Negociables***

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos ni bajo ninguna ley en materia de títulos valores de ninguna otra jurisdicción (excepto la Argentina), y no se requiere a la Emisora y la Emisora no tiene previsto en la actualidad realizar dicho registro en el futuro inmediato. Las Obligaciones Negociables no pueden ofrecerse ni venderse salvo en virtud de una exención de los requisitos de registro o en una operación que no esté sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos y las leyes aplicables en materia de títulos valores de cualquier otra jurisdicción. Dichas exenciones incluyen ventas a compradores institucionales calificados de Estados Unidos conforme se define bajo la Regla 144A y ofertas y ventas que tienen lugar fuera de Estados Unidos para personas no estadounidenses en cumplimiento de la Regulación S y de acuerdo con cualquier ley aplicable en materia de títulos valores de cualquier otra jurisdicción. Asimismo, los inversores deben tener en cuenta que podrían tener que asumir los riesgos financieros de esta inversión por un período de tiempo indefinido y podrían existir restricciones adicionales bajo las leyes de otras jurisdicciones donde puedan venderse las Obligaciones Negociables.

***Las Obligaciones Negociables y la Garantía estarán efectivamente subordinadas a la deuda garantizada de la Sucursal y de Pan American, respectivamente, y a los pasivos existentes y futuros de las subsidiarias de Pan American, según corresponda***

Las Obligaciones Negociables y la Garantía constituirán obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Emisora y de la Garante, respectivamente, y gozarán de igual prioridad de pago, sin ninguna preferencia entre sí, que todas las demás obligaciones de deuda no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora y la Garante (salvo por las obligaciones con preferencia por imperio de ley). Bajo la Ley N°24.522 de Concursos y Quiebras, según fuera modificada y/o complementada de tiempo en tiempo (la “**Ley de Concursos y Quiebras**”), las obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, que incluyen créditos por salarios, jornales, previsionales, por impuestos y costas y gastos judiciales. Si la Emisora o la Garante estuvieran sujetas a un procedimiento de quiebra, concursal o un acuerdo preventivo extrajudicial o un proceso equivalente, los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables estarán subordinados a las preferencias legales anteriores y como resultado de ello, la capacidad de la Emisora y de Pan American, según fuera el caso, de pagar los montos pendientes de cancelación en virtud de las Obligaciones Negociables y la Garantía podría verse afectada.

Las Obligaciones Negociables y la Garantía no se encuentran garantizadas por los bienes de la Emisora ni de la Garante. Cualquier reclamo futuro de acreedores garantizados respecto de los activos de la Emisora o la Garante que garanticen sus préstamos tendrá prioridad de pago respecto de cualquier reclamo de los tenedores de las Obligaciones Negociables respecto de dichos activos.

Las subsidiarias de Pan American son personas jurídicas separadas y distintas de la Emisora y la Garante. No tienen obligación alguna de pagar los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables ni de otorgar fondos a la Garante o a la Emisora para cumplir con sus obligaciones de pago de las Obligaciones Negociables, ya fuera en forma de dividendos, distribuciones, préstamos, garantías u otros pagos.

Asimismo, cualquier pago de dividendos, préstamos o adelantos por parte de las subsidiarias de Pan American podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Los pagos a Pan American y la Emisora por parte de las subsidiarias de Pan American también dependerán de las ganancias y consideraciones comerciales de las subsidiarias. El derecho de Pan American a recibir activos de cualquiera de sus subsidiarias en caso de producirse su quiebra, concurso o liquidación, y, en consecuencia, el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a participar en tales activos, estarán subordinados efectivamente a los reclamos de los acreedores de tal subsidiaria, incluso aquellos de los acreedores comerciales.

***La percepción de un mayor riesgo en otros países y los sucesos en otros mercados emergentes podrían afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables***

Los mercados de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por la percepción de un mayor riesgo y por las condiciones económicas y de mercado de otros países, en especial en América Latina y otros mercados emergentes. El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse negativamente afectado por la percepción de un mayor riesgo, así como por los sucesos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Si bien la situación económica es diferente en cada país, la reacción de los inversores a los sucesos en un país puede afectar a los títulos valores de emisoras de otros países, entre ellos la Argentina. La Sucursal no puede asegurar que el mercado de los títulos valores de emisoras argentinas no se verá negativamente afectado por hechos que sucedan en otras jurisdicciones, o que dichos sucesos no tendrán un impacto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, tal como Estados Unidos, o un hecho adverso en un mercado emergente, pueden dar lugar a importantes egresos de capitales desde la Argentina y generar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

***El tratamiento impositivo que recibirán los tenedores de Obligaciones Negociables, que residan en, o cuyos fondos provengan de cuentas ubicadas en jurisdicciones “no cooperantes”, podría resultar en la imposición de retenciones impositivas sobre los rendimientos obtenidos en virtud de las Obligaciones Negociables***

En 2017, en la Argentina se realizó una reforma impositiva integral que, entre otras cuestiones, previó que el sujeto pagador en virtud de instrumentos financieros debe actuar como agente de retención del impuesto a las ganancias correspondientes cuando el tenedor de dicho instrumento financiero sea residente de una jurisdicción “no cooperante”, o sus fondos provengan de cuentas ubicadas en tales jurisdicciones, que según se los define en la Ley de impuestos a las ganancias N°20.628 (según fuer modificada, las “**Ley de Impuesto a las Ganancias**”). Los pagos de intereses a tenedores de las Obligaciones Negociables residentes y/o cuyos fondos provengan de aquellas jurisdicciones estarán sujetos a una retención impositiva del 35%, y ni la Emisora, ni la Garante, abonarán Montos Adicionales a dichos tenedores. Para mayor información, véase “*Información Adicional— d) Carga Tributaria*” del Prospecto y “*Oferta de las Obligaciones Negociables— b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Montos Adicionales*” en el presente Suplemento.

***No puede garantizarse que las calificaciones de riesgo asignadas a la Emisora y/o a las Obligaciones Negociables no serán objeto de una disminución, suspensión o retiro por parte de las agencias calificadoras de riesgo y las calificaciones crediticias podrían no reflejar todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables***

Las calificaciones de riesgo asignadas a la Emisora y/o a las Obligaciones Negociables, si corresponde, representan una evaluación por parte de las agencias calificadoras de riesgo de renombre internacional de la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cualquier disminución o retiro de una calificación de riesgo por parte de una agencia calificadora de riesgo podría reducir la liquidez o el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Estas calificaciones de riesgo podrían no reflejar el posible impacto de los riesgos relacionados con la estructura o la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables. Una calificación de riesgo asignada podría incrementarse o disminuirse dependiendo, entre otras cuestiones, de la evaluación realizada por la agencia calificadora de riesgo respectiva de su solidez financiera, así como de su evaluación del riesgo soberano de los países en los que la Emisora opera generalmente. La baja, la suspensión o el retiro de dichas calificaciones de riesgo podría tener un efecto negativo sobre el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones de riesgo no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y pueden ser modificadas o retiradas en cualquier momento por la agencia que las emite, y las calificaciones no emiten juicio sobre el precio de mercado o la conveniencia para un inversor particular. La calificación de riesgo de cada agencia debe evaluarse en forma independiente de la de cualquier otra agencia. La Emisora no puede asegurar que la calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables

permanecerá vigente por un período de tiempo determinado o que la calificación de riesgo no será objeto de una disminución, suspensión o retiro en su totalidad por parte de una o más agencias calificadoras de riesgo si, a criterio de dichas agencias calificadoras de riesgo, las circunstancias lo justifican.

***La Emisora podría rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento***

Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora bajo ciertas circunstancias específicas detalladas en “Oferta de las Obligaciones Negociables—b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables—Rescate Optativo”, en el presente Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no ser capaz de reinvertir los fondos del rescate en un título valor similar a una tasa de interés efectiva igual a la de las Obligaciones Negociables.

***Los controles cambiarios y restricciones a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos por las Obligaciones Negociables o repatriar su inversión en las Obligaciones Negociables***

La Argentina ha de tiempo en tiempo impuesto controles cambiarios y restricciones a las transferencias, limitando significativamente la capacidad de las empresas de conservar divisas o realizar pagos al exterior.

Los controles cambiarios vigentes aplican respecto al acceso al Mercado Libre de Cambios (el “MLC”), para entre otras cuestiones, el pago de deudas financieras con el exterior, para el pago de dividendos en moneda extranjera y su remisión al exterior, para pagos de importaciones de bienes y servicios, para el pago de endeudamientos contraídos en el exterior con partes relacionadas no residentes, e impone asimismo, la obligación de ingreso y liquidación en Pesos de cobros de exportaciones de bienes y servicios en el MLC, entre otros.

Conforme a la normativa vigente, la Emisora tendría acceso al MLC para la compra de Dólares Estadounidenses para el pago de capital e intereses bajo las Obligaciones Negociables, siempre que la Emisora (i) haya liquidado los fondos recibidos en el marco de la oferta de las Obligaciones Negociables en el MLC, (ii) haya reportado dicho endeudamiento, y (iii) haya cumplido con los requerimientos adicionales para el acceso al MLC, que surjan de acuerdo con la normativa cambiaria aplicable.

Si se imponen nuevos controles cambiarios, o se adoptan interpretaciones de regulaciones cambiarias existentes o futuras, que restrinjan aún más el acceso al MLC o transferencias al exterior, la Emisora o la Garante podrían tener que pagar todos, o sustancialmente todos, los montos pagaderos bajo las Obligaciones Negociables o la Garantía por cualquier medio razonable permitido por la ley en la Argentina. Para más información véase “Oferta de las Obligaciones Negociables—b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables—Indemnidad de Moneda.”

No es posible predecir si el gobierno argentino impondrá restricciones adicionales. El gobierno argentino podría mantener estos controles cambiarios o imponer nuevos, o bien establecer restricciones a la transferencia u otros requisitos que podrían afectar la capacidad de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables o la Garantía o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

***Podría resultar difícil para los tenedores de Obligaciones Negociables ejecutar sentencias contra la Emisora, el grupo Pan American Energy, sus directores o los gerentes de primera línea de la Emisora***

La Emisora es una sucursal argentina de la Garante. La Garante es una sociedad organizada y con domicilio en el Reino de España. La mayoría de los directores de la Garante y todos los gerentes de primera línea de la Sucursal tienen domicilio real en la Argentina o residen fuera de los Estados Unidos. Asimismo, todos o una parte significativa de los activos de la Sucursal y la Garante y los activos de los directores de la Garante y los activos de los gerentes de primera línea de la Sucursal están situados fuera de los Estados Unidos. Como resultado de ello, podría resultar difícil o imposible para los tenedores de las Obligaciones Negociables correr traslado de las notificaciones procesales dentro de los Estados Unidos o en otras jurisdicciones fuera de la Argentina a dichas personas o ejecutarlas contra la Emisora, la Garante o contra dichas personas en tribunales argentinos o españoles. Existen dudas respecto de si los tribunales argentinos o españoles harán valer, con el mismo alcance y en los mismos plazos que podría hacerlo un tribunal estadounidense o extranjero, una acción fundada exclusivamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales en materia de títulos valores de Estados Unidos u otras reglamentaciones extranjeras interpuesta contra la Sucursal, la Garante o dichas personas. Asimismo, la ejecutabilidad ante los tribunales argentinos de sentencias dictadas por tribunales estadounidenses o no argentinos estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos bajo la ley argentina, entre ellos la condición de que la sentencia no podrá afectar los principios de orden público de la Argentina. Para ejecutar sentencias dictadas por tribunales estadounidenses ante los tribunales del Reino de España, se debe presentar un exequatur en un Juzgado de Primera Instancia o en un Juzgado de lo Mercantil.

***Las sentencias de tribunales competentes tendientes a hacer cumplir obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar el pago en Pesos***

Si se iniciaran procedimientos ante los tribunales argentinos competentes con el objeto de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables (ya sea para ejecutar una sentencia o como resultado de una acción iniciada en Argentina), se le podría exigir a la Emisora que cumpla tales obligaciones mediante el pago en Pesos de una suma equivalente al monto de Pesos requerido para cancelar la obligación denominada en Dólares Estadounidenses bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, según el tipo de cambio del Peso-Dólar Estadounidense vigente al momento del pago o el tipo de cambio que establezca la jurisprudencia. La Emisora no puede asegurar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores adjudicados una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

***Si la Emisora fuera objeto de un proceso de quiebra, liquidación o concurso, o si celebrara un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser aplicables bajo la ley argentina y española***

En caso de la apertura de un proceso concursal, un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar en relación con la Emisora, las leyes y reglamentaciones argentinas aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras, con sus modificatorias, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a procesos concursales y, en consecuencia, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser ejecutables (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). Los procedimientos de quiebra argentinos de acuerdo con la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos.

Específicamente, la Ley de Concursos y Quiebras establece que en el caso de valores negociables emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación tendiente a obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la reestructuración de las deudas sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente de los requeridos en relación con otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) el fiduciario o el juez competente, según el caso, deberá convocar a una asamblea de tenedores; (ii) los tenedores presentes en dicha asamblea deberán votar a favor o en contra del acuerdo preventivo propuesto indicando la opción seleccionada, en caso de aprobación del mismo; (iii) el acuerdo se considerará aprobado o rechazado considerando el monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta más el acuerdo de los restantes acreedores; (iv) la decisión deberá ser asentada por escrito por el fiduciario o la persona designada a tal efecto por la asamblea y se dejará constancia de la misma en las actas de la asamblea; (v) podrá no celebrarse una asamblea de tenedores si las leyes o reglamentaciones aplicables permiten un método diferente para obtener el consentimiento de los acreedores que es satisfactorio para el juez; (vi) si el fiduciario fuera considerado un acreedor a los fines de la verificación del crédito, en virtud de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá dividir su voto, votando a favor de la propuesta respecto del monto de capital en poder de los tenedores beneficiarios que también tengan derecho a participar en la asamblea, que lo hayan instruido a aceptar el mismo según lo previsto en el Contrato de Fideicomiso o las leyes aplicables y en contra del mismo respecto de aquellos que le instruyeron rechazarlo. La propuesta se considerará aceptada o rechazada en base al voto mayoritario; (vii) las disposiciones precedentes también serán de aplicación en caso de cartas poder que representen a diversos tenedores debidamente admitidos bajo el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras y será de aplicación lo establecido en el punto (vi) anterior respecto del régimen de voto; (viii) en todos los casos, el juez podrá ordenar medidas específicas para garantizar la participación de los acreedores y la legalidad del procedimiento de voto; y (ix) al calcular los votos relacionados con la propuesta sometida a la asamblea de tenedores, todos los votos afirmativos se consideran a favor de la propuesta y todos los votos negativos se consideran en contra de la propuesta. Asimismo, los obligacionistas que no estuvieran presentes en la asamblea en persona o por representación o que se abstengan de votar no serán tenidos en cuenta a los fines del cálculo de la mayoría requerida. Como consecuencia de estos procedimientos concursales, el poder de negociación de los obligacionistas podría verse reducido en comparación con otros acreedores financieros y comerciales.

Asimismo, el Real Decreto Legislativo 1/2020, del 5 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Concursal, según fuera modificada de tiempo en tiempo (la “**Ley Concursal Española**”) regula los procedimientos pre-concursales y concursales judiciales, a diferencia de la liquidación extrajudicial, que sólo está disponible cuando el deudor tiene activos suficientes para cancelar sus pasivos.

Un deudor (en el caso de una sociedad, sus directores) debe presentar una solicitud de declaración de concurso ante la imposibilidad de cumplir regularmente sus obligaciones exigibles (insolvencia actual). Como regla general, el deudor deberá solicitar la declaración de concurso voluntario dentro de los dos meses siguientes a la fecha en que hubiera conocido o debido conocer su estado de insolvencia actual. El deudor también tiene el derecho (aunque no la obligación) a presentar una solicitud de declaración de concurso cuando prevea la imposibilidad de cumplir regularmente sus obligaciones exigibles (insolvencia inminente). Se encuentra en estado de insolvencia inminente el deudor que prevea que dentro de los tres meses siguientes no podrá cumplir regular y puntualmente sus obligaciones. Los procedimientos concursales están disponibles como un tipo de protección legal a la que el deudor puede acudir para evitar el embargo de sus activos por parte de sus acreedores.

La obligación general de presentar una solicitud de declaración de concurso dentro de los dos meses mencionados no será de aplicación si, mediante la comunicación prevista en el artículo 585 de la Ley Concursal Española, el deudor que se encontrase en estado de insolvencia actual, inminente o probable y no hubiese sido declarado en estado de insolvencia, notifica al tribunal que ha entablado negociaciones con sus acreedores con miras a acordar un “plan de restructuración” (el “**Plan**”), en cuyo caso dispondrá de un período de gracia adicional de tres meses y de otros tres meses más para presentar la solicitud de declaración de concurso. Dicho período de gracia de tres meses podrá ser prorrogado si, antes de que finalice el período de gracia inicial de tres meses, el deudor o los acreedores que representen más del 50% del pasivo que en ese momento pueda resultar afectado por el Plan (deducido el importe de los créditos que, en caso de concurso, se considerarían subordinados) solicitan al tribunal una prórroga de tres meses, siempre y cuando el experto en restructuraciones, si hubiera sido nombrado, emita una informe favorable en respaldo de la solicitud.

El auto de declaración de concurso contendrá una solicitud expresa para que los acreedores declaren la existencia de sus créditos en el plazo de un mes a contar desde la última publicación oficial del auto de declaración de concurso en el “Boletín Oficial del Estado” (reconocimiento de créditos), presentando documentación original que justifique la existencia de sus créditos. En base a la documentación presentada por los acreedores y en poder del deudor, la administración concursal elabora una lista de créditos reconocidos y los clasifica en las categorías que determina la ley, a saber: (i) créditos contra la masa, (ii) créditos con privilegio especial, (iii) créditos con privilegio general, (iv) créditos ordinarios y (v) créditos subordinados.

Como regla general, los procesos concursales no concurren con otros procesos ejecutivos. Cuando exista concurrencia, a fin de proteger los intereses del deudor y los acreedores, la ley prorroga la competencia del juzgado que entiende en el proceso concursal, el cual queda luego legalmente autorizado para entender en cualquier proceso de ejecución o medidas cautelares que afecten el patrimonio del deudor (ya sea sobre la base del derecho civil, laboral o administrativo).

Los tenedores de obligaciones negociables deben tener en consideración (i) los efectos de una declaración de concurso de la Garante que se establecen anteriormente; (ii) que sus créditos contra la Garante quedarían en tal caso subordinados a otras clases de acreedores establecidos anteriormente, y (iii) los acreedores subordinados podrían no votar en un acuerdo y tener muy pocas probabilidades de cobro, según el rango establecido por la Ley Concursal Española.]



## INFORMACIÓN FINANCIERA

### Resumen de la información financiera de la Sucursal

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024.<sup>1</sup>

*Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal (en millones de pesos)*

#### Información del Estado del Resultado

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2025	2024
<b>INGRESOS</b>		
Ventas netas y subvenciones del Gobierno	4.259.918	3.154.185
<b>COSTOS Y GASTOS</b>		
Costo de ventas	(3.361.123)	(2.180.554)
Gastos de exploración	(3.647)	(1.585)
Gastos de administración	(376.854)	(330.217)
Gastos de comercialización	(328.980)	(259.905)
Otros (egresos) ingresos – neto	(10.643)	82.428
Deterioro neto de activos financieros	(1.860)	(6.535)
<b>RESULTADO OPERATIVO</b>	<b>176.811</b>	<b>457.817</b>
Resultados financieros, neto	(127.253)	(153.394)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>	<b>49.558</b>	<b>304.423</b>
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias	(196.730)	322.371
<b>(PÉRDIDA) GANANCIA NETA DEL PERÍODO</b>	<b>(147.172)</b>	<b>626.794</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO – GANANCIA</b>	<b>2.488.074</b>	<b>1.752.048</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.044.517</b>	<b>1.112.035</b>
<b>INTERESES GENERADOS POR PASIVOS</b>	<b>(295.405)</b>	<b>(236.974)</b>

#### Información del Estado de Situación Financiera:

	Al 30 de septiembre de	
	2025	2024
<b>ACTIVO</b>		
Activo corriente	2.341.584	1.984.499
Total del activo no corriente	17.241.979	12.901.202
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	16.712.562	12.555.966
Otros activos no corrientes	529.417	345.236
<b>Total del activo</b>	<b>19.583.563</b>	<b>14.885.701</b>
<b>PASIVO</b>		
Total del pasivo corriente	2.461.335	2.176.748
Total del pasivo no corriente	6.777.714	5.035.386
Préstamos y otras deudas financieras y obligaciones negociables no corrientes	4.347.900	2.350.925
Otros pasivos no corrientes	2.429.814	2.684.461

<sup>1</sup> **Nota:** La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, disponibles en el Sitio Web de la CNV.

**Al 30 de septiembre de**

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>9.239.049</b>	<b>7.212.134</b>
Resultados no asignados - Casa Matriz	7.299.898	5.529.448
Capital asignado a la Sucursal	222	222
Ajuste de capital	239	239
Otro resultado integral	3.018.358	2.117.861
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865	21.865
Reserva especial	3.932	3.932
<b>PATRIMONIO</b>	<b>10.344.514</b>	<b>7.673.567</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO</b>	<b>19.583.563</b>	<b>14.885.701</b>

**Principales Indicadores Financieros**

	<b>Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Margen bruto (% de ventas netas y subvenciones del Gobierno)	21,1%	30,9%
Margen operativo (% de ventas netas y subvenciones del Gobierno)	4,2%	14,5%
EBITDA (% de ventas netas y subvenciones del Gobierno)	24,5%	35,3%
Índice de liquidez <sup>2</sup> (Activo corriente /Pasivo corriente)	0,95	0,91
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Total activo) <sup>3</sup>	0,88	0,87
Solvencia (Patrimonio / Total pasivos) <sup>4</sup>	1,12	1,06

**Otra información de la Sucursal**

**Indicadores**

El siguiente cuadro contiene un breve resumen de la información operativa de la Sucursal para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	<b>Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Producción diaria promedio (mbpe) <sup>(1)</sup>	176,0	183,3
Ventas netas y subvenciones del Gobierno <sup>5</sup> (millones de pesos)	4.259.918	3.154.185
EBITDA (millones de pesos) <sup>(2)</sup>	1.044.517	1.112.035
(Pérdida) ganancia neta (millones de pesos)	(147.172)	626.794
Adquisición de propiedad, planta y equipo <sup>6</sup> (millones de pesos)	1.207.576	1.164.122

<sup>(1)</sup> El promedio de producción diario de gas incluye el gas producido y consumido en las operaciones de la Sucursal. Corresponde a información interna de la Sucursal.

<sup>2</sup> **Nota:** Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 (página 50).

<sup>3</sup> **Nota:** Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 (página 50).

<sup>4</sup> **Nota:** Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 (página 50).

<sup>5</sup> **Nota:** Información proveniente del Estado del Resultado Intermedio Condensado de los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 (página 3).

<sup>6</sup> **Nota:** La información relativa a la adquisición de propiedad, planta y equipo se encuentra incluida en el Estado de Flujos de Efectivo Intermedio Condensado en los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 (página 6).

- (2) El EBITDA comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, deterioro o recupero de deterioro neto de activos no financieros (en caso de haber), depreciación de activo por derecho de uso, amortización de activos intangibles y los gastos de exploración.

El siguiente cuadro muestra una conciliación del resultado neto de la Emisora con el EBITDA por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024 y está basado en los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 y 2024 bajo NIIF.

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2025	2024
	<i>(en millones de pesos)</i>	
<b>(Pérdida) ganancia neta del Período</b>	<b>(147.172)</b>	<b>626.794</b>
Gastos de exploración	3.647	1.585
Intereses generados por activos	(59.107)	(28.612)
Intereses generados por pasivos	295.405	236.974
Otros resultados financieros	(109.045)	(54.968)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	808.138	612.033
Amortización de activos intangibles y depreciación de activo por derecho de uso	55.921	40.600
Cargo (beneficio) por impuesto a las ganancias	196.730	(322.371)
<b>EBITDA</b>	<b>1.044.517</b>	<b>1.112.035</b>

### Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro presenta la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025 confeccionada en pesos y de conformidad con las NIIF:

	Al 30 de septiembre de 2025
	<i>(en millones de pesos)</i>
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(1)</sup>	649.227
Deuda financiera corriente <sup>(2)</sup> :	
(Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos y otras deudas financieras	664.876
Obligaciones negociables	533.013
<b>Total deuda financiera corriente</b>	<b>1.197.889</b>
Deuda Financiera no corriente <sup>(2)</sup> :	
Préstamos y otras deudas financieras	1.689.100
Obligaciones Negociables	2.448.698
<b>Total deuda financiera no corriente</b>	<b>4.137.798</b>
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	7.299.898
Capital asignado a la Sucursal	222
Ajuste de capital	239
Otro resultado integral	3.018.358
Reserva especial	3.932
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865
<b>Patrimonio</b>	<b>10.344.514</b>
<b>Capitalización total de la Sucursal</b>	<b>15.680.201</b>

#### Notas:

<sup>(1)</sup> Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición.

<sup>(2)</sup> La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

El siguiente cuadro indica el vencimiento de los pasivos financieros de la Sucursal al 30 de septiembre de 2025:

(Expresado en millones de Pesos)	Al 30 de septiembre de 2025				Total
	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año	
Obligaciones negociables	264.630	157.231	112.105	2.451.278	2.985.244
Obligaciones a pagar sin garantía real	87.057	359.358	141.979	1.673.949	2.262.343
Préstamos con partes relacionadas			68.398		68.398
Pasivos por arrendamientos	9.793	19.460	25.628	222.673	277.554

(Expresado en millones de Pesos)	Al 30 de septiembre de 2025				Total
	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año	
Cuentas a pagar	912.459			68.947	981.406
<b>Total pasivos financieros</b>	<b>1.273.939</b>	<b>536.049</b>	<b>348.110</b>	<b>4.416.847</b>	<b>6.574.945</b>

El siguiente cuadro indica el vencimiento de los pasivos financieros de la Sucursal al 30 de diciembre de 2025:

(Expresado en millones de Pesos)	Al 30 de diciembre 2025				Total
	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año	
Obligaciones negociables	36.605	247.589	408.201	2.282.640	2.975.035
Obligaciones a pagar sin garantía real	134.409	260.768	176.140	1.681.326	2.252.642
Préstamos con partes relacionadas	-	17.944	273.345	55.516	346.805
Pasivos por arrendamientos	10.228	19.996	23.975	223.924	278.123
Cuentas a pagar	879.516			75.830	955.346
<b>Total pasivos financieros</b>	<b>1.060.758</b>	<b>546.297</b>	<b>881.661</b>	<b>4.319.236</b>	<b>6.807.952</b>

A continuación, se expone la variación porcentual del endeudamiento total expresado en relación con los conceptos del siguiente cuadro, desde la fecha de presentación de los Estados Financieros Intermedios condensados al 30 de septiembre de 2025 y su evolución hasta el 30 de diciembre de 2025:

(Expresado en millones de Pesos)	30 de septiembre de 2025	30 de diciembre de 2025
<b>Activo</b>	19.583.563	20.516.835
<b>Endeudamiento / Activo</b>	26,8%	25,5%
<b>Variación porcentual del endeudamiento</b>	-1,3% %	
<b>Pasivo Total</b>	9.239.049	9.608.670
<b>Endeudamiento / Pasivo Total</b>	56,8%	54,4%
<b>Variación porcentual del endeudamiento</b>	-2,4% %	
<b>Patrimonio Neto</b>	10.344.514	10.908.165
<b>Endeudamiento / Patrimonio Neto</b>	50,7%	47,9%
<b>Variación porcentual del endeudamiento</b>	-2,8% %	

**LA INFORMACIÓN AL 30 DE DICIEMBRE DE 2025 CORRESPONDE A INFORMACIÓN Y REGISTROS INTERNOS DE LA SUCURSAL Y LA MISMA ES PRELIMINAR Y NO SE ENCUENTRA AUDITADA. LA SUCURSAL NO TIENE CONOCIMIENTO DE OPERACIONES PRODUCIDAS ENTRE ESTA FECHA Y LA FECHA DEL PRESENTE SUPLEMENTO QUE PUDIERAN AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LOS CONCEPTOS MENCIONADOS. LA INFORMACIÓN FINANCIERA INCLUIDA EN LA PRESENTE SECCIÓN ES PRELIMINAR (EXCEPTO POR AQUELLA INFORMACIÓN AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025), NO HA SIDO AUDITADA NI REVISADA POR AUDITORES INDEPENDIENTES.**

### Capital social

#### *Monto del capital asignado a la Sucursal*

La Sucursal posee actualmente un capital asignado de Ps.221.779.007, producto de dos asignaciones, la primera de ellas de Ps.200.000.000, inscrita en la Inspección General de Justicia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (la “IGJ”) el 11 de julio de 2003, bajo el N°1257, Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros, y un aumento posterior a Ps.21.779.007, inscripto en la IGJ el 12 de diciembre de 2005, bajo el N°2106, Libro 58, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

#### *Evolución del capital social en los últimos tres años*

No han existido modificaciones en los últimos tres años respecto a la conformación del capital ya descripto en el Prospecto.

## **Cambios significativos**

Se hace saber que, salvo por lo mencionado en los Estados Financieros Intermedios condensados al 30 de septiembre de 2025, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los últimos Estados Financieros anuales de la Sucursal.

### ***Consideraciones y análisis de la Gerencia sobre los resultados de las operaciones de la Emisora.***

#### ***Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 en comparación con el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024:***

El siguiente análisis se basa en los resultados de los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024 y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros Intermedios Condensados y las respectivas notas a los mismos incluidos por referencia a este Suplemento. Dichos Estados Financieros Intermedios Condensados y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos.

A los efectos de la adecuada comprensión de las variaciones entre ambos períodos debe tenerse presente que el tipo de cambio promedio entre el Dólar Estadounidense y el peso del período finalizado el 30 de septiembre de 2025 fue 33% superior respecto del tipo de cambio promedio del período finalizado el 30 de septiembre de 2024 (mientras que entre el 30 de septiembre 2024 y el 30 de septiembre de 2025 su variación fue de 42%) y que los precios al consumidor del período finalizado el 30 de septiembre de 2025 fueron 51% superiores respecto de los del período finalizado el 30 de septiembre de 2024 (mientras que entre el 30 de septiembre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025 su variación fue de 32%). La variación de los precios al consumidor fue de 22% y 102% y la de la cotización del dólar oficial en pesos fue de aproximadamente 34% y 20% entre el inicio y el cierre de los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente. También debe tenerse presente que el precio internacional promedio del crudo Brent fue de aproximadamente 82 y 70 Dólares Estadounidenses por barril en los primeros nueve meses de 2024 y 2025, respectivamente. Adicionalmente debe tenerse en cuenta que durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre 2025 la Sucursal efectuó la parada de planta mayor de la refinería de Campana, en el contexto de sus programas de mantenimiento integral (que se efectúa una vez cada varios años) y redimensionó ciertas actividades reduciendo su plantilla y contratos con terceros con las consiguientes indemnizaciones y gastos.

Al comparar los resultados de los primeros nueve meses de 2025 respecto del mismo período del año anterior, la reducción de la ganancia bruta y operativa (y la consiguiente disminución del resultado antes de impuesto a las ganancias) es consecuencia principalmente de los efectos derivados de dichas erogaciones y de la caída en el precio internacional promedio del crudo Brent y de los productos refinados (lo que fue parcialmente compensado por la variación en otros ingresos y egresos y por ciertas disminuciones de gastos en parte generadas por las medidas de redimensionamiento mencionadas).

#### ***Ventas Netas y subvenciones***

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron 35% de Ps.3.154.185 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.4.259.918 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. De los Ps.1.105.733 de diferencia, Ps.852.128 millones corresponden a mayores ventas netas de productos refinados y petróleo crudo del segmento *Downstream*, que pasaron de Ps.2.430.658 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.3.282.786 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, un aumento del 35%. El segmento *Downstream* vendió petróleo crudo por Ps.94.213 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, mientras que no había vendido petróleo crudo en el mismo período del año anterior. Entre dichos períodos el volumen de ventas total de naftas y gasoil aumentó 4% y su precio promedio en Dólares Estadounidenses disminuyó 8%. En relación al segmento *Upstream* con incremento de 18% y disminución de 9% en el volumen de petróleo crudo y gas natural vendido, respectivamente, entre ambos períodos, el monto de las ventas netas aumentaron Ps.255.599 millones, el 36%, de Ps.717.041 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.972.640 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. El menor volumen de gas natural vendido es reflejo de la menor demanda. El incremento en el volumen de petróleo crudo vendido se debe principalmente a la disminución del volumen de petróleo crudo refinado en la refinería de Campana en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2025 (habida cuenta de la parada de planta mayor de la refinería de Campana durante el mismo) respecto del mismo período del año anterior. El precio promedio en pesos entre ambos períodos aumentó 12% para el petróleo crudo (variación que resulta razonable teniendo en cuenta la diferencia en el precio internacional promedio en Dólares Estadounidenses entre dichos períodos y la variación del 33% en el tipo de cambio entre los

misimos) y 49% para el gas natural. Adicionalmente en los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024 las subvenciones recibidas del gobierno fueron de Ps.4.492 millones y Ps.6.486 millones, respectivamente.<sup>7</sup>

La producción diaria total de petróleo crudo y gas natural disminuyó 4% de 164,8 mbpe a 158,8 mbpe en los períodos de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente, principalmente por el efecto de disminución de la producción por la venta del área Piedra Clavada - Koluel Kaike en el último trimestre del 2024 (esta área produjo 3,2 mbpe en los primeros nueve meses de 2024, el 2% de la producción total de la Sucursal). La producción diaria de petróleo crudo creció casi 1% de 100,0 mbbl en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a 100,9 mbbl en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. Dicho incremento se produjo aun considerando: a) la disminución del 3,2% del total de la producción de petróleo crudo de la Sucursal entre ambos períodos derivada de la venta del área Piedra Clavada - Koluel Kaike en el último trimestre de 2024 (produjo 3,2 mbbl en los primeros nueve meses del 2024, el 3,2% de la producción total de petróleo crudo de la Sucursal en ese período) y b) la disminución del 2% de la producción del área Cerro Dragón. El incremento neto del 32% de la producción de las áreas de la cuenca Neuquina más que compensó dichas disminuciones (Coirón Amargo Sur Este y Aguada de Cánepa fueron las áreas cuya producción creció más entre ambos períodos: un 66% considerando la producción de ambas en conjunto). La producción diaria de gas destinada a la venta disminuyó 11%, de 376 millones de pies cúbicos diarios en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a 336 millones de pies cúbicos diarios en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. La disminución de la producción de gas natural destinada a venta es atribuible en parte a la demanda debilitada y corresponde principalmente a las áreas Cerro Dragón y Aguada Pichana Oeste cuya producción destinada a la venta disminuyó entre ambos períodos 23% y 7%, respectivamente (en parte se produjo menos gas natural por falta de demanda).

#### *Costo de Ventas*

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 54% de Ps.2.180.554 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.3.361.123 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. Entre ambos períodos hubo un aumento de Ps.606.679 millones en las compras netas de las variaciones de stock (incluyendo el efecto de conversión) que pasaron de Ps.327.157 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.933.836 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, un aumento del 185%. Este incremento se debe fundamentalmente al aumento durante el primer trimestre de 2025 de las importaciones de productos refinados que debieron hacerse como consecuencia de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería de Campana, para satisfacer la demanda habitual. Por su parte los gastos correspondientes al costo de producción aumentaron 31% pasando de Ps.1.853.397 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.2.427.287 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 como consecuencia de las siguientes variaciones: la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo, activos por derecho de uso e intangibles aumentó 34% de Ps.620.427 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.831.091 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, los servicios contratados (que es el rubro más afectado por el incremento de gastos operativos derivado de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería de Campana y del redimensionamiento de contratos) aumentaron 37% de Ps.472.951 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.649.108 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, los impuestos, tasas y contribuciones aumentaron 22% de Ps.327.811 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.399.656 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones sociales y otros) aumentaron 27% de Ps.432.208 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.547.432 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.<sup>8</sup>

#### *Gastos de Administración*

Los gastos de administración aumentaron 14% de Ps.330.217 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.376.854 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 como consecuencia de las siguientes variaciones: remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 38% de Ps.170.660 millones en el período de

<sup>7</sup> **Nota:** La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4 a) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2024 (páginas 21 y 22) e información interna de la Sucursal.

<sup>8</sup> **Nota:** Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Notas 4 b) y 4 c) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 (páginas 22; 25 y 26) e información interna de la Sucursal.

nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.235.846 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 (de los Ps.65.186 millones de diferencia Ps.42.872 millones corresponden a indemnizaciones), los servicios contratados (incluyendo honorarios) aumentaron 9% de Ps.55.616 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.60.723 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto disminuyeron 23% de Ps.103.941 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.80.285 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, en parte como consecuencia de medidas de redimensionamiento y control de gastos tomadas (las mayores disminuciones provienen de depreciaciones y amortizaciones, impuestos, tasas y contribuciones y gastos de viaje y alojamiento).<sup>9</sup>

#### *Gastos de Exploración*

En los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025 los gastos de exploración no fueron significativos (ascendieron a Ps.1.585 millones y Ps.3.647 millones, respectivamente).

#### *Gastos de comercialización*

Los gastos de comercialización aumentaron 27% de Ps.259.905 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.328.980 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. La diferencia de Ps.69.075 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: impuestos, tasas y contribuciones aumentó 34% de Ps.69.797 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.93.425 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, las remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 24% de Ps.58.239 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.72.423 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, transporte, acarreo y almacenaje aumentó 28% de Ps.49.361 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.63.054 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 21% de Ps.82.508 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.100.078 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.<sup>10</sup>

#### *Otros ingresos y (egresos) - neto*

El rubro otros ingresos y (egresos) – neto, ascendió a una pérdida neta de Ps.10.643 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 registra una ganancia neta de Ps.82.428 millones. En ambos períodos los principales componentes repetitivos son resultados por venta de materiales y de propiedad, planta y equipo (bienes de uso), por prestación de ciertos servicios, resultados generados por el balanceo de gas en áreas con participaciones conjuntas y el efecto de liquidar, de acuerdo a la legislación emitida en el último trimestre del año 2023 al respecto, parte de las exportaciones mediante operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local. Las dos principales causas de la variación entre los períodos son: (a) el último concepto mencionado que generó ingresos de Ps.60.869 millones en el período nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 y Ps.10.770 millones en el mismo período de 2025, y (b) el resultado por venta de materiales y de propiedad, planta y equipo que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 generó ingresos netos por Ps.13.395 millones mientras que en el mismo período de 2025 registró egresos netos de Ps.56.614 millones. El resto de la diferencia corresponde a la prestación de ciertos servicios, resultados generados por el balanceo de gas y otros conceptos diversos.

#### *Deterioro neto de activos financieros*

En el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 se registró una pérdida neta de Ps.1.860 millones por la incobrabilidad estimada mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 se registró una pérdida neta de Ps.6.535 millones por dicho concepto.

#### *EBITDA*

<sup>9</sup> **Nota:** Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 (páginas 25 y 26) e información interna de la Sucursal.

<sup>10</sup> **Nota:** Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 (páginas 25 y 26) e información interna de la Sucursal.

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA disminuyó 6%, de Ps.1.112.035 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.1.044.517 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

#### *Resultados financieros, neto*

Los resultados financieros fueron pérdida neta de Ps.127.253 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y de Ps.153.394 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024. La variación se explica: (a) por el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que pasaron de Ps.208.362 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.236.298 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, y (b) por la ganancia por diferencia de cambio y otros conceptos incluidos en otros resultados financieros que pasaron de Ps.54.968 millones en el período de nueve meses finalizado el 31 de septiembre de 2024 a Ps.109.045 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. La diferencia en el caso de los intereses se explica principalmente por el efecto neto del aumento en el tipo de cambio promedio al que se contabilizaron los intereses de la deuda en Dólares Estadounidenses y la disminución en la tasa de interés aplicable a la deuda financiera denominada en pesos en los primeros nueve meses de 2025 respecto de la del mismo período del año anterior (siendo que tiene una tasa nominal mucho más alta que la de la deuda en Dólares Estadounidenses). La variación en la diferencia de cambio se explica principalmente por el efecto de la mayor devaluación del peso en relación al Dólar Estadounidense en los primeros nueve meses de 2025 respecto del mismo período del año anterior (recordar a estos efectos que el Dólar Estadounidense es la moneda funcional de la Sucursal).<sup>11</sup>

#### *Impuesto a las ganancias*

El impuesto a las ganancias pasó de un beneficio de Ps.322.371 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a un cargo de Ps.196.730 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025. La diferencia es básicamente consecuencia de que las tasas efectivas estimadas fueron de aproximadamente 397% en los primeros nueve meses de 2025 y -106% para el mismo período del año anterior. Esta diferencia está generada principalmente por: (a) el efecto contable e impositivo integral -sobre el impuesto corriente y el diferido- de la diferencia en las tasas de inflación y devaluación estimadas para 2025 y 2024 para el cálculo de dichas tasas efectivas y en menor medida por (b) la disminución de la ganancia antes de impuestos que pasó de Ps.304.423 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.49.558 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.<sup>12</sup>

#### *Resultado neto del período*

El resultado neto disminuyó de Ps.626.794 millones de ganancia neta en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a Ps.147.172 millones de pérdida neta en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

#### **Liquidez y recursos de capital**<sup>13</sup>

La adquisición de propiedad, planta y equipo de la Sucursal en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 fue de Ps.1.207.576 millones comparados con Ps.1.164.122 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024.

Los principales requerimientos de capital de la Sucursal para sus actividades del segmento Upstream surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas en áreas existentes. La Sucursal tiene requerimientos adicionales de capital para inversiones relacionados con sus actividades del segmento Downstream, como así también por su participación en instalaciones para el transporte de petróleo crudo y gas natural, la distribución, el almacenamiento y carga de gas y la generación de energía.

Las principales fuentes de liquidez de la Sucursal derivan del efectivo generado por sus operaciones y de diversas fuentes de financiación, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, financiamiento en el mercado de capitales local e internacional y de organizaciones multilaterales. La

<sup>11</sup> **Nota:** Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado Intermedio Condensado de los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 (página 3).

<sup>12</sup> **Nota:** Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado Intermedio condensado de los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025 y de información interna de la Sucursal.

<sup>13</sup> **Nota:** Los montos expuestos en todos los párrafos de este acápite surgen del Estado de Flujos de Efectivo Intermedio Condensado de los Estados Financieros Intermedios Condensados al 30 de septiembre de 2025.



Sucursal necesita financiamiento principalmente para financiar sus costos operativos y necesidades de inversiones de capital y a fin de cancelar sus obligaciones de deuda a su vencimiento. Los aumentos de las inversiones de capital y/o de los costos de operación crean un correspondiente aumento en las necesidades de capital de trabajo.

**El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024:**

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2025	2024
	<i>(en millones de pesos)</i>	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	364.203	805.922
Actividades de inversión	(1.195.679)	(1.146.792)
Actividades de financiación	469.376	707.934
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	215.883	81.566
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(146.217)	448.630
<i>Flujo de efectivo generado en las actividades operativas</i>		

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los períodos de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y 2024 fue de Ps.364.203 millones y Ps.805.922 millones, respectivamente. El 55% de disminución que implican los Ps.441.719 millones de diferencia entre ambos períodos se explica básicamente por la mayor disminución de efectivo de Ps.481.461 millones por el mayor aumento del capital de trabajo de la Sucursal en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 respecto del mismo período del año anterior (Ps.871.338 millones y Ps.389.877 millones, respectivamente) que fue parcialmente compensado por el incremento de Ps.39.742 millones en el efectivo generado en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 respecto del mismo período del año anterior derivado de los resultados con efecto directo en el efectivo (Ps.1.235.541 millones y Ps.1.195.799 millones en los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente). El análisis del cambio en el resultado operativo se expone en “*Consideraciones y análisis de la gerencia sobre los resultados de las operaciones de la Emisora*”, al explicar las variaciones en las distintas líneas del estado del resultado.

#### *Efectivo aplicado a las actividades de inversión*

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps.1.195.679 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y de Ps.1.146.792 millones durante el mismo período del año 2024. La variación de Ps.48.887 millones del 4% se debió principalmente a la adquisición de propiedad, planta y equipo que ascendió en dichos períodos a Ps.1.207.576 millones y Ps.1.164.122 millones, respectivamente; lo que fue complementado por el neto de fondos provenientes del alta de activos intangibles e inversiones y del cobro por ventas, liquidaciones, amortizaciones e intereses de inversiones y de venta de propiedad, planta y equipo que fueron Ps.11.897 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y Ps.17.330 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024. La variación de 4% en la adquisición de propiedad, planta y equipo entre ambos períodos se debió principalmente al incremento en el nivel de precios y a la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos lo que fue en parte compensado por la menor actividad en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 respecto del mismo período del año anterior.

#### *Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación*

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una generación neta de efectivo de Ps.469.376 millones y Ps.707.934 millones en los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente. La disminución de Ps.238.558 millones se debe principalmente a que; (a) mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 el neto entre la financiación cancelada y la nueva deuda tomada fue una toma neta de Ps.737.258 millones, en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 la toma neta de deuda fue de Ps.960.204 millones; (b) los intereses erogados ascendieron a Ps.267.882 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 mientras que ascendieron a Ps.204.051 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, y (c) en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 hubo una aplicación neta de Ps.48.219 millones por movimientos con la casa matriz mientras que en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 no hubo movimientos de fondos con la casa matriz.



## MARCO REGULATORIO

### Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en la Argentina

#### *Información general*

La industria del petróleo crudo y del gas natural argentino ha estado y sigue estando sujeta a ciertas políticas y reglamentaciones que han provocado y siguen provocando, en algunos casos, que los precios internos sean inferiores a los precios vigentes en el mercado internacional. Ocasionalmente en el pasado, las restricciones a la exportación y los requisitos de la oferta interna han sido las políticas imperantes para obligar a los productores de petróleo crudo y gas natural locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.

A la fecha de este Suplemento, la industria argentina de petróleo crudo y gas natural se rige, a nivel federal, principalmente por (i) la Ley N°17.319, promulgada en 1967 (junto con sus modificatorias, la “**Ley de Hidrocarburos**”), que establece el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; (ii) la Ley N°24.076, conocida como Ley de Gas Natural de 1992 (junto con sus modificatorias, la “**Ley de Gas Natural**”), que establece las bases para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural y creó el Ente Nacional Regulador del Gas (“**ENARGAS**”); (iii) la Ley N°26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2025, que establece el marco regulatorio para la industria y comercialización del GLP (la “**Ley de GLP**”); y (iv) la Ley de Bases, que introdujo modificaciones significativas a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Gas Natural.

A la fecha de este Suplemento y de conformidad con el Decreto N°50/2019 y el Decreto N°70/2025, el sector está sujeto a la regulación de la SE. La SE está a cargo de elaborar, proponer y ejecutar la política energética nacional. El sector también está sujeto a la Subsecretaría de Hidrocarburos y al Ente Nacional Regulador del Gas y de la Electricidad (“**ENRGE**”), ambos bajo la autoridad de la SE.

#### **Historia de la industria del petróleo y gas en Argentina**

Desde sus inicios en 1907, la industria del petróleo y gas en Argentina ha sido altamente regulada y se ha caracterizado por interferencias importantes del gobierno a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (“**YPF S.E.**”), creada en 1922, una de las primeras Compañías Petroleras Nacionales en la historia (“**NOC**”, por sus siglas en inglés).

Desde 1920 hasta 1990, el sector público argentino dominó la exploración, explotación, desarrollo, producción, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos, mientras que el sector privado sólo desempeñó un papel secundario, limitado a actividades bajo contrato con YPF S.E. y Gas del Estado S.E., la empresa estatal que operaba el sistema de transmisión y distribución de gas natural.

Desde su promulgación en 1967, la Ley de Hidrocarburos estableció el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural. Si bien esta ley establece un “sistema de concesiones (impuestos y regalías)”, hasta antes de 1990, no se había otorgado ninguna concesión en virtud de la misma y casi todas las tareas de exploración y explotación de petróleo crudo en la Argentina estaban a cargo de YPF S.E., o de empresas privadas en su nombre que operaban en virtud de contratos de servicio.

Tras la promulgación en 1989 de las Leyes N°23.696 y N°23.697 (la “**Ley de Emergencia Económica**” y la “**Ley de Reforma del Estado**”, respectivamente), que abogaron por la desregulación de la economía y la privatización de empresas estatales argentinas, en ese mismo año se promulgaron ciertos decretos presidenciales (Decretos N°1055/89, N°1212/89 y N°1589/89; en conjunto los “**Decretos de Desregulación Petrolera**”) con relación a la desmonopolización y la desregulación de la industria del petróleo y del gas. Los Decretos de Desregulación Petrolera eliminaron las restricciones sobre las importaciones y exportaciones de petróleo crudo y, a partir del 1° de enero de 1991, desregularon la industria petrolera nacional, incluidos los precios del petróleo crudo y productos derivados.

En 1992, se promulgó la Ley de Gas Natural, que configuró el fundamento para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural. Después de un período de transición, la desregulación de los precios del gas natural finalmente tuvo lugar en enero de 1994. Como consecuencia, los precios en boca de pozo podían negociarse libremente entre las partes, generalmente en virtud de contratos a largo plazo, ya sea con empresas de servicios públicos de gas natural, generadores de energía, industrias o incluso clientes extranjeros.

La Ley de Gas Natural también dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal recién adoptado para el transporte, la distribución y la venta de gas natural en Argentina. Esta nueva estructura legal para la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas y demás transportistas tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los

sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna. Se construyeron gasoductos transfronterizos para la interconexión entre Argentina, Chile, Brasil y Uruguay, y hasta la medida permitida por el gobierno nacional, los productores han estado exportando gas natural a los mercados uruguayo, chileno y brasileño.

A pesar del éxito del marco regulatorio de petróleo y gas natural a lo largo de la década de los 90, a principios de 2002, en medio de una crisis financiera, Argentina comenzó a modificar su política de petróleo y gas natural hacia un sistema más regulado y controlado por el gobierno.

En enero de 2002, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°25.561 (la “**Ley de Emergencia Pública**”), la cual representó un cambio profundo en el modelo económico vigente a partir de esa fecha. La Ley de Emergencia Pública, entre otras cuestiones, otorgó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de promulgar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica que Argentina enfrentaba en ese entonces. La Ley de Emergencia Pública ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros a la exportación de hidrocarburos, facultando al Poder Ejecutivo argentino a establecer la alícuota aplicable. Después de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, se sancionaron varias otras leyes y regulaciones con el fin de superar la crisis económica, incluyendo (1) la conversión a pesos de depósitos, obligaciones y tarifas de servicios públicos, incluyendo, entre otros, los servicios de distribución de electricidad y gas natural; y (2) la imposición de derechos aduaneros a la exportación de hidrocarburos con instrucciones del Poder Ejecutivo argentino para establecer la alícuota aplicable de los mismos. A partir de 2002, las autoridades argentinas también adoptaron una serie de medidas que restringían las exportaciones de gas natural desde Argentina. Estas medidas incluyeron la emisión de instrucciones de suministro doméstico (que requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno argentino), la emisión de instrucciones expresas para suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de empresas transportistas y/o comités de emergencia creados para abordar situaciones de crisis. En relación con las actividades de refinación y comercialización de combustibles, a partir de 2004, el gobierno emitió varias resoluciones que restringieron la capacidad de las refinerías para comercializar su producción y establecieron una obligación de suministro obligatorio. La Ley de Emergencia Pública venció el 31 de diciembre de 2017, salvo específicamente con respecto a la emergencia social, la cual se prorrogó parcialmente hasta el 31 de diciembre de 2019 a través de la Ley N°27.345.

En octubre de 2004, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°25.943 a través de la cual se creó Energía Argentina S.A. (“**ENARSA**”), una empresa estatal de energía, dedicada principalmente a la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, almacenamiento, comercialización e industrialización de dichos productos, así como también el transporte y distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. La Ley N°25.943 otorgó a ENARSA todas las concesiones de exploración respecto de áreas costa afuera (*offshore*) ubicados a más de 12 millas náuticas de la línea de costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que se encontraban vacantes al momento de la entrada en vigencia de esta ley (es decir, el 3 de noviembre de 2004).

El 3 de mayo de 2012, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°26.741 mediante la cual se declaró de interés público y se aprobó la expropiación de las acciones de YPF pertenecientes, en forma directa o indirecta, a Repsol YPF S.A. (“**Repsol**”) y sus entidades controladas o controlantes representativas del 51% del total del capital social de YPF. Las acciones sujetas a expropiación, que fueron declaradas de interés público, se distribuyeron de la siguiente manera: el 51% al gobierno nacional y el 49% restante entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. El proceso de expropiación se completó en 2014 cuando Repsol y el Gobierno argentino celebraron un acuerdo transaccional que preveía la compensación por las acciones expropiadas. La Ley N°26.741 también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional.

En 2014, se aprobó la Ley N°27.007 para promover la explotación no convencional de hidrocarburos y reservas offshore y comprobadas de hidrocarburos. Las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley N°27.007 incluyen, entre otras, (i) establecer los plazos básicos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales), (ii) introducir modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración, (iii) crear concesiones de explotación no convencionales que autoricen a sus titulares a exigir la subdivisión de un área existente en nuevas áreas y a que se le otorguen concesiones de explotación adicionales no convencionales, (iv) permitir al titular de una concesión de explotación no convencional que solicite la unificación con una concesión convencional adyacente y preexistente de su propiedad, (v) permitir una reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional, (vi) establecer nuevos plazos para concesiones de explotación según el tipo (convencionales, no convencionales y offshore), con la opción de

solicitar prórrogas por un plazo de 10 años cada una de ellas, (vii) modificar el plan de regalías estableciendo, entre otros, (a) una posible reducción por parte de la autoridad que corresponda de hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, y (b) en caso de prórrogas, una reducción de hasta el 3% de las regalías aplicables al momento de la prórroga y hasta un máximo total de 18% en el pago de regalías para las siguientes prórrogas, y (viii) convertir en ley determinadas normas relacionadas con la importación de equipos de perforación en virtud del Decreto N°927/2013 y el régimen de promoción para la explotación de hidrocarburos establecido en el Decreto N°929/2013.

### ***Desregulación***

Desde fines de 2023, Argentina ha estado desregulando el sector de petróleo y gas mediante la promulgación de decretos y legislación. El 18 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N°55/2023 (el “**Decreto 55**”) mediante el cual declaró el estado de emergencia de los sectores de transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024, estableciendo un proceso de revisión tarifaria frente a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, el cual fue prorrogado hasta el 9 de julio de 2026, mediante el Decreto N°370/2025, de fecha 2 de junio de 2025 (“**Decreto 370**”). El 12 de diciembre de 2023 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023 (el “**Decreto 70**”) en el Boletín Oficial, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 e iniciando un proceso de desregulación económica. El Decreto 70 declara la esencialidad del sector energético para reestructurar la economía, buscando promover la inversión en dicho sector, por lo cual deroga: (i) el Decreto N°1060/2000, relativo a los plazos máximos para los contratos de abastecimiento de combustibles; (ii) el Decreto N°1491/2002, relativo a los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica; (iii) el Decreto N°634/2003, relativo a las ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión; (iv) la Ley del Plan Federal de Transporte Eléctrico N°25.822; y (v) el Decreto N°311/2006, relativo a los préstamos reintegrables al fondo unificado administrado por la SE.

Con fecha 8 de julio de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley de Bases, la cual establece una reforma integral que introduce modificaciones en diversas áreas del marco normativo argentino con el objetivo de fomentar la inversión, modernizar la administración pública y promover el crecimiento económico. Tanto la Ley de Bases como su Decreto reglamentario N°1057/2024 (el “**Decreto 1057**”), publicado en el Boletín Oficial el 29 de noviembre de 2024, introdujeron varios cambios significativos en el sector energético, modificando la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas Natural y las Leyes N°15.336 y N°24.065 sobre electricidad.

En términos generales, las modificaciones que introduce la Ley de Bases al sector hidrocarburífero comprenden: (i) la ampliación de su alcance, sometiendo a las actividades de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos a la Ley de Hidrocarburos, y (ii) la ampliación de los objetivos principales de dicha ley, incorporando como uno nuevo la maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos del país. Todo ello en conjunto con el establecimiento de un régimen que apunta a la transformación de la Argentina en un país exportador de hidrocarburos, y fundamentalmente de gas natural. De esta misma forma, el Decreto 1057 agrega el libre mercado, la competencia, la eficiencia, el alineamiento de los precios internos con los internacionales, la integración al comercio mundial, los contratos de largo plazo y la seguridad de suministro doméstico como principios de la política energética que regirán en todas las instancias de la cadena de producción hidrocarburífera.

El 7 de julio de 2025, el Decreto N°451/2025 aprobó una versión revisada de la Ley de Gas Natural, incorporando principios introducidos por la Ley de Bases, como el derecho a exportar libremente gas natural, entre otras modificaciones.

Adicionalmente, en la misma fecha, el Decreto N°452/2025 creó el ENRGE como organismo autónomo y descentralizado en el marco de la SE. El ENRGE consolida las funciones previamente asignadas al ENARGAS y al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el “**ENRE**”) en virtud de la Ley de Gas Natural y la Ley de Electricidad N°24.065.

La Ley de Bases aprobó, en su título VII, el “*Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones*” (el “**RIGI**”). Este régimen ofrece un conjunto integral de beneficios diseñados para atraer inversiones, estableciendo un monto mínimo de inversión de US\$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) -pudiendo ser elevado por el Poder Ejecutivo Nacional hasta US\$900.000.000 (Dólares Estadounidenses novecientos millones)-. Las actividades elegibles para los beneficios del RIGI dentro del sector de petróleo y gas incluyen: (a) la construcción de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos, (b) la producción, licuefacción y exportación de gas natural licuado (“**GNL**”), (c) la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos offshore, (d) la construcción de plantas de tratamiento,

de separación de líquidos de gas natural, oleoductos, gasoductos, poliductos e instalaciones de almacenamiento, y (e) la petroquímica, incluyendo la producción de fertilizantes y refinación.

El RIGI también establece un régimen especial para los Vehículos de Proyecto Único (“VPU”) titulares de un proyecto que califique como proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo. Entre sus principales ventajas, el RIGI garantiza estabilidad normativa en materia cambiaria, fiscal y aduanera, asegurando que los beneficios otorgados y el marco legal vigente al momento de la adhesión al régimen no se verán afectados por futuras regulaciones durante un período de 30 años, brindando así previsibilidad a los inversores a largo plazo. Además de la estabilidad regulatoria, este régimen ofrece otros beneficios clave, como: (i) la libre disponibilidad de la producción del proyecto (incluyendo exportaciones), (ii) la posibilidad de exportar sin restricciones, (iii) la protección contra expropiaciones sin indemnización previa, y (iv) la operación ininterrumpida de los proyectos adheridos. También establece un régimen especial de amortización acelerada, exención de derechos de importación para bienes de capital, insumos y repuestos destinados al proyecto y ciertas excepciones a determinados pagos a beneficiarios del exterior, entre otros.

Con relación al impuesto a las ganancias, entre otras cuestiones, se estableció que: (i) los VPU adheridos al RIGI estarán sujetos a una alícuota corporativa del 25% respecto de la ganancia neta sujeta a impuesto que surja en un determinado período fiscal desde la adhesión del VPU al RIGI, y (ii) la ganancia neta de las personas humanas y sucesiones indivisas derivada de los dividendos y utilidades (artículos 49 y 50 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (según este término se define más adelante)), y las remesas de utilidades a la casa matriz (inciso b) del artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias) derivadas del VPU adherido al RIGI estarán alcanzados por una alícuota del 7% y, luego de siete años contados desde la adhesión del VPU al RIGI, por una alícuota del 3,5%, la que aplicará también a cualquier dividendo o utilidad distribuida por el VPU luego de transcurridos siete años desde el cierre del período fiscal correspondiente a la fecha de adhesión al RIGI, sin importar el período en el que la ganancia que se distribuye haya sido generada.

En términos cambiarios, el régimen permite la libre disponibilidad de divisas para la repatriación de utilidades y la cancelación de deudas asociadas al proyecto, eliminando restricciones que tradicionalmente han afectado a las inversiones extranjeras en Argentina. Para mayor información, véase “*Controles de Cambio*” en este Suplemento. Estos incentivos buscan generar un entorno atractivo y predecible para la inversión a largo plazo, promoviendo el desarrollo de sectores estratégicos con impacto en la economía nacional.

El Decreto Reglamentario N°749/2024, publicado el 23 de agosto de 2024 (conforme el mismo fue modificado por el Decreto N°940/2024 de fecha 22 de octubre de 2024 y por el Decreto N°1028/2024 de fecha 22 de noviembre de 2024, el “**Decreto 749**”), estableció las disposiciones de implementación del RIGI. En tal sentido, el Decreto 749 designó al Ministerio de Economía como la autoridad de aplicación del RIGI. El Decreto 749 estableció los montos mínimos de inversión que deben cumplir los proyectos para ser considerados dentro del RIGI para los proyectos de petróleo y gas:

- Inversión mínima general: US\$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones).
- Explotación y producción *offshore* y los de explotación y producción de gas destinado a exportación: US\$600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones).
- Proyectos de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, la inversión mínima se fijó en US\$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones).
- Exploración estratégica de largo plazo el monto mínimo de inversión es de US\$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones).

Adicionalmente, el Decreto 749 creó registros específicos para la implementación del RIGI. Entre tales registros se encuentran: (i) el Registro de VPUs, destinado a las entidades jurídicas que desarrollen proyectos bajo el RIGI; (ii) el Registro de Proyectos Estratégicos de Exportación a Largo Plazo, que agrupará aquellos proyectos que posicionen a Argentina como proveedor relevante en mercados internacionales; y (iii) el Registro de Proveedores, para empresas que suministren bienes y servicios a los proyectos adheridos.

Con fecha 3 de septiembre de 2024, el Ministerio de Economía, a través de la Resolución N°814/2024, creó el Comité Evaluador de Proyectos RIGI. Este comité tendrá a su cargo la evaluación final de las solicitudes de adhesión al RIGI y los planes de inversión presentados por los VPU. Asimismo, la Resolución N°814/2024 del Ministerio de Economía creó la Unidad de Coordinación RIGI, la cual estará a cargo del Secretario Coordinador de Energía y Minería, y se encargará de asistir al Comité Evaluador de Proyectos RIGI con el procedimiento a llevar a cabo frente a las solicitudes de adhesión al RIGI.

Con fecha 22 de octubre de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°1074/2024 del Ministerio de Economía (la “**Resolución 1074**”), que aprueba los “*Procedimientos para la Implementación del RIGI*” y que regula, entre otras cuestiones, los bienes de capital elegibles, los requisitos de contenido local y las importaciones asociadas a los proyectos RIGI. La Resolución 1074 fue posteriormente modificada y complementada por la Resolución N°1358/2024 y la Resolución N°983/2025 del Ministerio de Economía, y la Resolución General N°5590/2024 emitida por ARCA, y sus modificatorias, las cuales regulan con mayor detalle los beneficios fiscales y aduaneros del RIGI.

Esta resolución establece que los bienes sujetos al régimen incluyen bienes de capital y bienes de informática y telecomunicaciones, y asigna a la Secretaría de Industria y Comercio la tarea de definir metodologías para determinar el origen nacional de los bienes y establecer criterios de elegibilidad.

A la fecha de este Suplemento, las siguientes provincias se han adherido al RIGI: (i) la Provincia de Catamarca (Ley N°5863), (ii) la Provincia de Córdoba (Ley N°10.997), (iii) la Provincia de Corrientes (Ley N°6694), (iv) la Provincia del Chaco (Ley N°4086), (v) la Provincia del Chubut (Ley N°IX-171), (vi) la Provincia de Entre Ríos (Ley N°11.162), (vii) la Provincia de Jujuy (Ley N°6409), (viii) la Provincia de Mendoza (Ley N°9567), (ix) la Provincia de Río Negro (Ley N°5724), (x) la Provincia de Salta (Ley N°8451), (xi) la Provincia de San Juan (Ley N°2671-I), (xii) la Provincia de San Luis (Ley N°VIII-1135), y (xiii) la Provincia de Tucumán (Ley N°9803).

El 5 de mayo de 2025, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N°559/2025, otorgando a SESA la adhesión al RIGI para su “*Proyecto de Licuefacción de Gas Natural*” ubicado en Golfo San Matías, Provincia de Río Negro. El proyecto prevé la instalación de dos unidades de Gas Natural Licuado Flotante (“**FLNG**”), el Hilli Episeyo en 2027 y el MKII en 2028, con una capacidad combinada de hasta 27,5 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que equivale a 1,5 a 2,2 millones de toneladas de GNL por año. El monto total de la inversión declarado asciende a U.S.\$6.878 millones, a ejecutarse en dos etapas. Esta resolución también aprueba la primera fase de la iniciativa más amplia “Argentina GNL”, que contempla hasta seis unidades de FLNG y gasoductos de exportación asociados.

## **Legislación vigente de la industria del petróleo y gas**

### ***Dominio de los hidrocarburos***

La Argentina es un país federal y desde la modificación de la Constitución en 1994, los recursos de petróleo y gas pertenecen a las provincias (excepto los yacimientos *offshore* que se extienden más allá de las 12 millas náuticas, los cuales pertenecen a la Nación). No obstante, el gobierno nacional tiene la facultad exclusiva de reglamentar el marco legal general en materia de extracción de petróleo y gas por medio del mandato constitucional que le ordena dictar las normas sustantivas que regulan las actividades mineras, garantizando así la uniformidad de la legislación.

En consecuencia, desde la promulgación de la Ley N°26.197 en enero de 2007, las provincias son propietarias de los recursos de petróleo y gas y actúan como autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. La Nación conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La Ley de Hidrocarburos también establece que el gobierno nacional conserva la facultad de otorgar concesiones de transporte respecto de: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias, y (ii) concesiones de transporte directamente relacionadas con oleoductos para fines de exportación.

Con la promulgación de la Ley de Bases, se estableció que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente.

Tanto la Ley de Bases como sus modificatorias buscan llevar a cabo un proceso de desregulación y apertura del sector energético, limitando la intervención de empresas estatales en las actividades reguladas por la Ley de Hidrocarburos al darle más participación a empresas privadas y mixtas, derogando en estas mismas actividades la prohibición de participación de personas jurídicas extranjeras. De esta manera, la Ley de Bases prohíbe que el Estado Nacional y las provincias establezcan nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, a pesar de que las áreas reservadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Bases seguirán vigentes bajo las condiciones originalmente establecidas, incluyendo los contratos o asociaciones con terceros ya celebrados. Sin embargo, cualquier nueva asociación entre empresas estatales y privados deberá ajustarse a los procedimientos de licitaciones aplicables.

### ***Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 y al 2050***

Mediante la Resolución N°1036/2021 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 29 de octubre de 2021, la

SE aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” (los “**Lineamientos 2030**”) que consiste en un documento destinado a analizar la situación actual de la Argentina en materia de transición energética y a establecer objetivos y lineamientos al respecto.

Los Lineamientos 2030 establecen un conjunto de líneas de actuación que incluyen un proceso de “gasificación”, con el fin de convertir a la Argentina en proveedor de gas natural a escala regional y mundial a través del desarrollo de sus cuencas de hidrocarburos *onshore* y *offshore*.

En cuanto a los escenarios energéticos hacia 2030, se consideran dos posibles escenarios en términos de la oferta. El primer escenario implica mayores requerimientos de petróleo crudo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030. El segundo escenario supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo crudo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30%.

El 7 de julio de 2023, la SE aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030” (el “**PTE 2030**”) a través de la publicación de la Resolución N°517/2023. En este sentido, el PTE 2030, contempla nueve líneas estratégicas y un eje transversal de gobernanza institucional para desarrollar medidas destinadas a descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible. Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, descentralización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones, movilidad sostenible, y transición justa e inclusiva.

Asimismo, el 7 de julio de 2023, mediante la Resolución N°518/2023, la SE también aprobó los “Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050” (los “**Lineamientos 2050**”). Los Lineamientos 2050 establecen tres posibles escenarios: (i) el escenario base, o de referencia; (ii) el escenario optimista, o de transformación; y (iii) el escenario ambicioso, o de innovación radical. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y luego se diferencian. Los Lineamientos 2050 proponen diez lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, descentralización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones, movilidad sostenible, y transición justa e inclusiva.

En línea con lo dispuesto en los Planes de Transición Energética, la SE emitió la Resolución N°970/2023, publicada en el Boletín Oficial el 1 de diciembre de 2023, mediante la cual creó el “Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos”. Los principales objetivos del programa son: (i) promover acciones tendientes a la detección, medición, cuantificación y validación de emisiones fugitivas en instalaciones y componentes asociados a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos alcanzadas por la presente norma; (ii) organizar y sistematizar la información obtenida a partir de las mediciones de emisiones fugitivas en la industria; y (iii) impulsar la instrumentación de planes de mitigación y reducción de las emisiones fugitivas derivadas de la actividad de hidrocarburos.

Las entidades alcanzadas por la Resolución N°970/2023 son las personas humanas y/o jurídicas que realicen actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos en el país. Estas entidades deberán presentar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos de la SE un Plan Anual de Medición de Emisiones Fugitivas, conforme a la reglamentación que se dicte al efecto. Asimismo, deberán presentar un Plan Integral, por 5 años, de reducción y/o captura de emisiones fugitivas, conforme a la reglamentación que se dicte al efecto. A tales fines, las entidades obligadas deberán implementar medidas concretas, priorizando la eficiencia y el aprovechamiento del recurso gasífero, y la reducción y/o captura de emisiones.

#### ***Legislación en materia de zonas de seguridad***

El Decreto/Ley N°15.385/44 (según el mismo fuera modificado y complementado), requiere que las sociedades no argentinas obtengan una aprobación previa para ser titulares de bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos mineros ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales (principalmente en las zonas fronterizas). Asimismo, se requiere la aprobación previa del gobierno nacional para accionistas que no sean argentinos a los efectos de controlar sociedades que sean propietarias de inmuebles, derechos mineros, permisos o concesiones de petróleo y gas natural ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales.

#### ***Registro de Empresas Petroleras***



Las empresas titulares de permisos de exploración, concesiones de explotación o de transporte deben estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras Sección Productoras (el “**Registro**”) a cargo de la Dirección Nacional de Economía y Regulación de la Subsecretaría de Hidrocarburos, dependiente de la SE, conforme a la Resolución N°31/2021 de la SE.

La Disposición N°337/19 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, que reglamenta el Registro, prohíbe a los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación que contraten o tengan cualquier otra relación de beneficio con una empresa o entidad que desarrolle o haya desarrollado actividades de exploración de petróleo crudo y gas natural en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas.

El 3 de noviembre de 2020, la SE dictó la Resolución N°74/2020 mediante la cual se modificó el artículo 18 del Anexo I de la Disposición N°337/2019. Según esta Resolución, se les prohíbe la inscripción en el Registro a las empresas que en forma directa o indirecta, fueran titulares, accionistas o contratistas de, o mantengan una relación de beneficio con una empresa o entidad que desarrolle o haya desarrollado actividades de exploración de petróleo crudo y gas natural en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas, como también quienes presten servicios a ellas.

Asimismo, se les prohíbe tanto a las empresas titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación o de transporte de hidrocarburos, como a sus empresas controlantes, controladas y sus accionistas, o aquellas con las que mantenga una relación de beneficio: (i) tener participación directa o indirecta, (ii) prestar apoyo comercial, logístico o técnico, o (iii) contratar, efectuar transacciones o actos de comercio u otras operaciones con actividades de exploración, explotación, o transporte de hidrocarburos en la plataforma continental argentina que no hayan sido autorizadas por la autoridad competente argentina.

#### ***Régimen de exploración y explotación del segmento de upstream***

Con la promulgación de la Ley N°26.197, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivas jurisdicciones, otorgando, supervisando, modificando, prorrogando y revocando permisos de exploración y concesiones de explotación (convencionales y no convencionales), y son principalmente responsables de dictar y hacer cumplir normas ambientales.

Varias provincias tales como la Provincia del Chubut (Ley N°102 de 2012) y la Provincia del Neuquén (Ley N°2453 de 2014) promulgaron sus propias leyes que regulan los permisos de exploración y concesiones de explotación del sector de *upstream* hidrocarburífero. En general, estas leyes observan las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, y en caso de conflicto, prevalecerá la Ley de Hidrocarburos.

Luego de más de dos décadas sin que se licitase el otorgamiento de permisos de exploración costa afuera (*offshore*), el 2 de octubre de 2018 se publicó el Decreto N°872/2018 en el Boletín Oficial, el cual ordenó a la SE convocar a licitación pública internacional para el otorgamiento de permisos de exploración sobre 38 áreas *offshore*, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°65/2018 de la SE, por medio de la cual ésta convocó a la mencionada licitación y aprobó el pliego de bases y condiciones a tal efecto. Luego de acreditar determinadas capacidades técnicas y financieras durante la etapa de precalificación, los interesados presentaron sus ofertas el 16 de abril de 2019 a través de un acto público que contó con la presencia de variadas empresas internacionales y oficiales de la SE. En dicho acto se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas por un total de aproximadamente US\$724 millones. Cinco de dichas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de oferentes ofreció un bono de entrada de US\$5 millones en adición a las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. Como resultado, el 17 de mayo de 2019 se publicó la adjudicación de dichas áreas a través de la Resolución N°276/2019 de la SE.

#### ***Permisos de exploración y concesiones de explotación***

La Ley de Hidrocarburos es el principal marco regulatorio de la industria de los hidrocarburos, ya que creó un sistema de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el estado (federal o provincial, según la ubicación de los recursos), a través del cual las empresas son titulares de derechos exclusivos para explorar, desarrollar, explotar y poseer título sobre la producción en boca de pozo, a cambio del pago de regalías y la adhesión a un régimen fiscal general. La Ley de Hidrocarburos también ofrece a las empresas petroleras estatales (ya sean nacionales o provinciales) la posibilidad de otorgar derechos a través de los acuerdos de participación en la producción.

La Ley de Hidrocarburos permitía el reconocimiento superficial del territorio que no se encuentre cubierto por los permisos de exploración o concesiones de explotación previa autorización de la ex SE y/o las autoridades provinciales competentes, según lo establecido por la Ley N°26.197 y con el permiso del titular

de la propiedad privada. La información obtenida como resultado del reconocimiento superficial debe entregarse a la SE y/o a las autoridades provinciales competentes, las cuales no pueden divulgar dicha información durante dos años sin el permiso de la parte que realizó el reconocimiento, excepto en relación con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación. Por Resolución N° 197/2018 de fecha 16 de mayo de 2018, el entonces Ministerio de Energía y Minería aprobó una nueva regulación para reconocimiento superficial multi-cliente en jurisdicción federal. Tales permisos no son otorgados en exclusividad, y deben contar con autorización de los permisionarios y concesionarios para ingresar dentro de sus respectivas áreas.

La Ley de Bases mantiene la posibilidad de realizar reconocimientos superficiales en busca de hidrocarburos en todo el territorio de la República Argentina, incluyendo su plataforma continental, salvo en aquellas áreas que cuenten con permisos de exploración o concesiones de explotación vigentes, o en las que el Poder Ejecutivo nacional o provincial haya prohibido expresamente esta actividad. Sin embargo, la Ley de Bases lleva a cabo una desregulación del sistema de reconocimiento superficial, eliminando la obligación de entregar a la autoridad de aplicación los datos primarios del reconocimiento superficial. Asimismo, la Ley de Bases (al modificar la Ley de Hidrocarburos) indica que estos reconocimientos no otorgan derechos adquiridos sobre futuras actividades de exploración o explotación, ni generan derecho de repetición contra el Estado por las inversiones realizadas en tales estudios. Además, los interesados en llevar a cabo un reconocimiento superficial deberán obtener la autorización previa del propietario del terreno y serán responsables por cualquier daño que puedan ocasionar durante la actividad.

Los permisos de exploración y concesiones de explotación requieren que los titulares lleven a cabo todo el trabajo necesario para encontrar o extraer hidrocarburos, utilizando técnicas apropiadas y haciendo determinadas inversiones. Además, los titulares deben:

- evitar daños en los yacimientos de petróleo crudo y generar residuos de hidrocarburos;
- adoptar medidas adecuadas para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicaciones y el nivel de agua; y
- cumplir con las leyes y normas aplicables federales, provinciales y municipales.

En la actualidad se utilizan principalmente los siguientes instrumentos para acceder a derechos de exportación de hidrocarburos:

- adquisición total o parcial de concesiones de producción otorgadas en virtud de la Ley de Hidrocarburos por el gobierno nacional o las provincias;
- *joint ventures* y acuerdos de participación en la producción entre los operadores del sector privado y/o NOC federales o provinciales; y
- permisos de exploración.

El procedimiento para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación sobre nuevas áreas debe formalizarse mediante licitación pública y los criterios de selección de una oferta deben consistir en el valor de los compromisos de trabajo. Sin embargo, sin contemplar los casos especiales de un proceso de licitación en áreas vacantes de reservas probadas y la transferencia de acciones en concesionarios de zonas ya existentes, puede adquirirse una concesión de explotación no convencional a través de la titularidad de un permiso de exploración o una concesión convencional, sin necesidad de licitar en cualquiera de los casos, siempre que se cumplan los requisitos establecidos por la Ley de Bases y el Decreto 1057.

La Ley N° 27.007, que se aplica a los permisos de exploración emitidos el o después del 31 de octubre de 2014, modifica el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos y establece el plazo de los permisos en dos períodos de 3 años cada uno para la exploración convencional, los cuales son prorrogables por hasta 5 años, de modo que la duración máxima del permiso es de 11 años; y dos períodos de 4 años, los cuales son prorrogables por otro período de 5 años en el caso de exploración no convencional por un total de 13 años y un total de 14 años para la exploración convencional *offshore*. Cada unidad de exploración cubre 100 kilómetros cuadrados, y los permisos se encuentran limitados a 100 unidades, por un total de hasta 10.000 kilómetros cuadrados, o 150 unidades en el caso de permisos *offshore*, por un total de hasta 15.000 kilómetros cuadrados. En caso de que los titulares de un permiso de exploración descubran cantidades de petróleo crudo o gas natural comercialmente explotables, tienen derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de dichas reservas. Tras el vencimiento de cada etapa de exploración (y la finalización de los respectivos compromisos exploratorios), el titular del permiso de exploración puede optar por retirarse o seguir a la siguiente fase. El permisionario podrá retener la totalidad del área otorgada siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

Respecto de las concesiones de explotación, el artículo 9 y subsiguientes establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años;
- Explotación no convencional – 35 años; y
- Explotación sobre la plataforma continental y *offshore* – 30 años.

La Ley de Bases introduce cambios significativos en el sistema de licitaciones para permisos de exploración y concesiones de explotación, estableciendo que todas las licitaciones serán abiertas a cualquier persona que cumpla con los requisitos técnicos y financieros exigidos, eliminando cualquier restricción previa en la presentación de ofertas.

Asimismo, se introdujo la incorporación de pliegos modelo elaborado en conjunto entre la SE y las autoridades provinciales, que servirán como referencia para los pliegos específicos de cada licitación. Estos pliegos establecerán las condiciones mínimas de inversión, así como mecanismos de ajuste de regalías que podrán considerar la totalidad de las inversiones realizadas, ingresos obtenidos y gastos operativos. La regalía de referencia en las licitaciones será del 15%, y los oferentes podrán presentar propuestas con un porcentaje superior o inferior a dicho valor.

En este sentido, según el Decreto 1057, la SE y las autoridades de aplicación provinciales deben elaborar tres modelos de pliego, para: (i) áreas en la Plataforma Continental y Mar Territorial, (ii) áreas convencionales, y (iii) áreas no convencionales. Asimismo, el Decreto 1057 establece una detallada lista de los presupuestos mínimos que deberán tener en cuenta la SE y las autoridades de aplicación provinciales para la realización de los modelos de pliego, que pueden ser divididos en: (i) condiciones técnicas y económicas, (ii) condiciones ambientales y sociales, y (iii) aspectos legales y administrativos.

La Ley de Bases también estableció que los concesionarios de explotación podrán solicitar la subdivisión y reconversión de un área de concesión convencional a no convencional, siempre que presenten un plan piloto con fundamentos técnico-económicos que demuestre la viabilidad de la explotación comercial del yacimiento descubierto. Esta solicitud solo podrá realizarse hasta el 31 de diciembre de 2028, vencido dicho plazo no se admitirán nuevas solicitudes de reconversión.

La autoridad de aplicación (nacional o provincial) deberá resolver la solicitud en un plazo de 60 días y, en caso de aprobación, la nueva concesión de explotación no convencional tendrá un plazo único de 35 años contados desde la fecha de la solicitud. Además, se permite la unificación de concesiones adyacentes y preexistentes siempre que se demuestre la continuidad geológica entre ambas áreas, aplicando el esquema de pagos y plazos más restrictivo entre las concesiones involucradas.

Las áreas que no sean afectadas por la nueva concesión no convencional continuarán bajo las condiciones y plazos originales, debiendo la autoridad concedente readecuar los títulos respectivos en función de la subdivisión realizada.

#### *Prórrogas*

La Ley de Bases aclara que las concesiones de explotación y concesiones de transporte que hayan sido otorgadas con anterioridad a la sanción de la Ley de Bases continuarán rigiéndose hasta su vencimiento por los plazos establecidos por el marco legal previo a la aprobación de la Ley de Bases, por lo que resulta aplicable para estas concesiones la Ley N°27.007. Los titulares de concesiones de explotación otorgadas antes de la promulgación de la Ley de Bases pueden solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años cada una, sujetas a aprobación discrecional. Las concesiones otorgadas después de la promulgación de la Ley de Bases no tienen derecho a solicitar prórrogas, a menos que así se disponga en los términos de licitación pertinentes y por un plazo máximo de 10 años. La concesión de una prórroga es un proceso no regulado y normalmente implica negociaciones entre el solicitante y el gobierno competente.

La Ley de Hidrocarburos fija los diferentes montos que deben pagar los concesionarios a fin de obtener la prórroga de sus concesiones. Las regalías de hidrocarburos se fijaron en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Al igual que en el régimen anterior, la tasa puede ser reducida hasta en un 5% en casos excepcionales, considerando la productividad, ubicación y otras particularidades de los depósitos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías puede incrementarse en un 3%, hasta un máximo del 18%. En virtud de la Ley N°26.197, la facultad para prorrogar los plazos de los permisos y concesiones vigentes y nuevos recae en los gobiernos de las provincias donde se encuentre el área en cuestión (y del gobierno nacional respecto de áreas a más de 12 millas náuticas de la costa).

#### *Informes*

El 16 de marzo de 2006, la ex SE dictó la Resolución N° 324/06 mediante la cual exige a los titulares de

permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos que presenten en forma anual ante dicha autoridad información sobre las reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, debidamente certificada por auditores externos. Las concesionarias que exportan hidrocarburos están obligadas a certificar sus reservas comprobadas de petróleo crudo y gas natural. La certificación no debe interpretarse como una certificación de reservas de petróleo crudo y gas natural en virtud de las normas de la SEC.

El 7 de noviembre de 2016 la ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos del entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N°69/2016, que incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N°324/06 mediante la reforma de algunos de sus anexos técnicos que regulan la información que debe presentarse en relación con las reservas. También estableció sanciones para los productores en el caso de irregularidades en los informes presentados sobre reservas, entre las que se incluyen apercibimientos, suspensión del registro o baja del registro, según la magnitud de la irregularidad.

La Ley N°26.741 declaró de “interés público nacional” las actividades hidrocarbúferas (incluidas la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos) en el territorio de la Argentina. El Decreto N° 1277/12, publicado el 27 de julio de 2012, reglamentó diversos aspectos de la Ley N°26.741. En particular: (i) creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúferas; y (ii) estableció la obligación de las empresas hidrocarbúferas de presentar sus datos técnicos, de producción y económicos a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúferas, como así también sus planes de inversión. El Decreto N°272/2015 disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúferas y transfirió ciertas competencias de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarbúferas, incluyendo las de reporte, al entonces Ministerio de Energía y Minería.

El 29 de septiembre de 2017, la ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos dispuso a través de la Resolución N°240/2017, la fusión del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarbúferas en el Registro de Empresas Petroleras, estableciendo que la obligación de presentación del Plan Anual de Inversión del Decreto 1277 se considerará cumplida con la presentación ante dicho registro de la información referida en la Resolución N°319/1993 y N°324/06, con sus modificaciones.

Adicionalmente, el Decreto 1057 establece que, sin perjuicio de los informes que deben presentarse según la normativa vigente, los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual, junto con la información de reservas comprobadas, no comprobadas y recursos contingentes, la información correspondiente a los recursos prospectivos de hidrocarburos líquidos y gaseosos de las áreas de su titularidad, la que deberá ser certificada por auditores externos de reconocida idoneidad y experiencia. Junto a la certificación de reservas y recursos deberán presentarse las proyecciones de producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales (*shale y tight*), incluyendo el total de los recursos remanentes de cada área.

#### *Regalías*

Previo a la modificación de la Ley de Hidrocarburos por la Ley de Bases, el concesionario debía pagar una regalía del 12% al otorgante de la concesión en la jurisdicción en la que se llevan a cabo las operaciones. Las regalías se calculan sobre la producción de hidrocarburos. Se admiten ciertos descuentos que reflejan un pago regresivo (*net-back*) hasta la boca de pozo a los efectos de determinar el valor base para el cálculo de las regalías.

La Ley de Bases estableció un nuevo régimen de regalías aplicable a las concesiones otorgadas con posterioridad a la sanción de dicha ley, mediante el cual la cuantía de las mismas será determinada en cada proceso de licitación, permitiendo que los oferentes presenten propuestas con regalías superiores o inferiores a una tasa de referencia del 15%. De todas maneras, la Ley de Bases no ha modificado la posibilidad de negociar pagos en especie con la provincia que corresponda. Si bien el pago de regalías no se computa a cuenta de impuestos, califica como un gasto deducible a los efectos del impuesto a las ganancias.

Asimismo, la Ley de Bases ratificó que las regalías constituyen el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos, eliminando así la posibilidad de incorporar otras cargas impositivas por parte de las provincias. Además, el Poder Ejecutivo nacional o provincial podrá reducir el porcentaje de regalías hasta un 5% en función de la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

#### *Canon*

De conformidad con los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben pagar un canon anual en función de la superficie de tierra en cuestión y que varía según la fase (exploración o explotación) de la operación. Estas cantidades fueron actualizadas por la Ley N°27.007 y posteriormente por el Decreto N°771/2020 y pueden ajustarse parcialmente a partir del segundo período de exploración básica a la luz de las inversiones efectivamente llevadas a cabo.

La Ley de Bases fijó nuevos valores para los cánones de afectación que los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación deben abonar anualmente, calculados en función del valor del barril de petróleo crudo. De acuerdo con las nuevas disposiciones, el monto se ajustará tomando como referencia la cotización del “ICE Brent primera línea”, observada durante el primer semestre del año anterior a la liquidación.

La Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación no se verán afectados por la creación de nuevos impuestos o el aumento de impuestos existentes ordenados por el estado municipal o provincial pertinente durante todo el plazo del permiso o concesión que corresponda, excepto las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.

Con fecha 30 de diciembre de 2024, se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones Conjuntas N°1/2024 y N°2/2024 de la SE y la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, aplicables a partir del 1 de agosto de 2024. Ambas resoluciones incrementan las indemnizaciones relacionadas con las actividades hidrocarburíferas en las áreas establecidas por el Decreto N°861/1996 y el Decreto N°860/1996, es decir, las Indemnizaciones por Servidumbres y Daños y los Gastos de Control y Vigilancia.

El Decreto 1057 estableció que la SE evaluará la necesidad de actualizar los Decretos N°860/1996 y N°861/1996, con el objeto de reflejar el impacto de las nuevas modalidades de explotación de hidrocarburos.

#### *Importación de equipos*

Con fecha 20 de mayo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°361/2019, mediante el cual se decidió establecer en un cero por ciento (0%) la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N°22.415 y sus modificatorias (el “**Código Aduanero**”) hasta el 31 de diciembre de 2019, aplicable a: (i) los bienes de capital que se importen para ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollos de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales, comprendidos en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del MERCOSUR que a esos efectos individualicen, en conjunto el Ministerio de Producción y Trabajo y la SE; (ii) los bienes que se importen en el marco de los Decretos N°1174/2016 y N°629/2017 y de las Resoluciones N°909/1994 del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones, y N°256/2000 del ex Ministerio de Energía y sus modificaciones; y (iii) las destinaciones suspensivas de importación temporaria, cualquiera fuera el régimen bajo el cual se cursen. Mediante el Decreto N° 901/2021, el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2024 la aplicación de la alícuota del 3% para los casos mencionados en los puntos (i) y (ii) precedentes; y el 31 de diciembre de 2024, mediante el Decreto N°1140/2024 se realizó esta misma prórroga hasta el 31 de diciembre de 2027.

#### *Transporte de hidrocarburos líquidos*

La Ley de Hidrocarburos permitía al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de hasta 35 años, prorrogables, para el transporte de petróleo crudo, gas natural y productos petrolíferos a partir de la presentación de ofertas competitivas. De conformidad con la Ley N°26.197, los gobiernos provinciales pertinentes tienen las mismas facultades para el transporte dentro de sus respectivas jurisdicciones. Asimismo, bajo la Ley de Hidrocarburos previa a la modificación de la Ley de Bases, los titulares de concesiones de explotación tenían derecho a recibir una concesión de transporte para el petróleo crudo, gas natural y los productos petrolíferos que éstos produzcan sin tener que presentarse a una licitación, siendo el plazo para prorrogar una concesión de transporte de 10 años previa solicitud al concedente.

La Ley de Bases introdujo cambios sustanciales en el régimen de transporte de hidrocarburos, ampliando su alcance y estableciendo nuevas condiciones para el desarrollo de estas actividades. En tal sentido, la Ley de Bases redefine el concepto de autorizaciones de transporte (eliminando la concesión de transporte) las cuales ahora otorgan el derecho a transportar hidrocarburos y sus derivados a través de oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenamiento, obras portuarias, viales, ferroviarias y otras infraestructuras complementarias. Estas autorizaciones pueden ser solicitadas por los titulares de proyectos de industrialización de hidrocarburos, incluyendo el acondicionamiento, separación, fraccionamiento y licuefacción. En caso de que estas autorizaciones estén dedicadas exclusivamente al transporte, no

requerirán de licitaciones públicas, ni estarán sujetas a plazos ni exclusividad para quien realiza la actividad. A pesar de que la Ley de Bases aclara que las autorizaciones serán concedidas por el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, el Decreto 1057 especifica que será el Poder Ejecutivo nacional quien otorgue las autorizaciones de transporte cuando ellas sean de índole interjurisdiccional o internacional, es decir, con fines de exportación o importación.

A diferencia de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos previo a la sanción de la Ley de Bases, las autorizaciones de transporte otorgadas a concesionarios de explotación se concederán y prorrogarán por plazos equivalentes a los de sus concesiones de explotación. Una vez vencido dicho plazo, las instalaciones pasarán sin cargo ni gravamen al dominio del Estado Nacional o Provincial, según corresponda. De igual manera, en caso de cesión de una autorización de transporte, el nuevo titular podrá solicitar prórrogas de hasta 10 años, siempre que haya cumplido con sus obligaciones y continúe transportando hidrocarburos.

Asimismo, el Decreto 1057 diferencia los regímenes aplicables a concesiones otorgadas antes y después de la Ley de Bases, estableciendo distintas categorías con reglas específicas sobre plazos, acceso a terceros y régimen de tarifas.

En cuanto a las concesiones de transporte otorgadas antes de la sanción de la Ley de Bases que se encuentren encuadradas por el caso previsto en el artículo 28° de la Ley de Hidrocarburos (el cual establece que el titular de una concesión de explotación tendrá derecho a una autorización de transporte de sus hidrocarburos), se indica que se rigen la normativa existente al tiempo del otorgamiento de dicha concesión, para: (i) sus plazos de vigencia y prórrogas, (ii) la obligación de acceso abierto a terceros por capacidad vacante, y (iii) la fijación de precios. Las autorizaciones de transporte otorgadas bajo el artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos otorgadas luego de la sanción de la Ley de Bases: (i) no requerirán licitación pública ni constituyen un servicio público; (ii) se otorgan con un plazo equivalente al de la concesión de explotación vinculada, con posibles prórrogas de 10 años si el transportista cumple con sus obligaciones y mantiene actividad; y (iii) el titular posee la libertad para utilizar la capacidad de transporte para sí mismo o para terceros, con la obligación de pactar libremente precios y condiciones sin discriminación. Las concesiones de transporte otorgadas antes de la sanción de la Ley de Bases que no se encuadren en el artículo 28° de la Ley de Hidrocarburos, se diferencian en que sus titulares no poseen un derecho automático de transporte sobre su producción. De todas maneras, aplican las mismas reglas generales.

En el caso de licencias de transporte de gas natural bajo la Ley de Gas Natural, se mantiene su regulación específica, sin perjuicio de la aplicación complementaria de normativas previas como los Decretos N°44/1991, N°729/95 y N°115/19, que serán explicados con detalle más adelante.

En cuanto a la obligación de acceso abierto, se establece que los autorizados, mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación y al mismo precio para todos, como así también quien sea titular de capacidad de transporte y no la usare, debe poner la misma a disposición de terceros para su utilización. Para los autorizados a procesar hidrocarburos, la Ley de Bases establece que deberán reservar hasta un 5% de la capacidad de sus instalaciones para el procesamiento de terceros, con la posibilidad de ampliar este porcentaje mediante acuerdo entre partes o por decisión de la autoridad de aplicación después de 4 años de operación.

La Ley N°27.007 que se aplica a las concesiones emitidas en o después de octubre de 2014 y hasta la sanción de la Ley de Bases, que no sean las ya reglamentadas por leyes anteriores, para el transporte de hidrocarburos líquidos, permite al Poder Ejecutivo Nacional adjudicar concesiones para el transporte de petróleo crudo, gas natural y productos petrolíferos durante plazos equivalentes a los otorgados para concesiones de explotación vinculadas a dichas concesiones de transporte, tras la presentación de ofertas competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede prorrogarse por plazos adicionales equivalentes a los de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene derecho a: (i) transportar petróleo crudo, gas natural y productos petrolíferos; y (ii) construir y operar tuberías de petróleo crudo, gas natural y otros productos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías ferroviarias y demás instalaciones y equipamiento necesario para la eficaz operación de un sistema de tuberías.

El 7 de febrero de 2019, el gobierno nacional emitió el Decreto N°115/2019, que modifica ciertas disposiciones del Decreto N°44/1991. En virtud de este Decreto, en el caso de oleoductos y tuberías de productos petrolíferos, los titulares de concesiones de transporte respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones, tendrán derecho a celebrar contratos de transporte en firme, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto N°115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (capacidad disponible), permanecerá sujeta al régimen de tarifa regulada del Decreto N°44/1991. El Decreto N°115/2019, entre otros asuntos, reguló lo siguiente: (i) la

tarifa de transporte podría ser revisada en un período de cinco años antes o después si es requerido por el concesionario de transporte, (ii) la nueva concesión de transporte tendrá un período inicial de 35 años y una posible extensión de un período adicional de 10 años, (iii) el acuerdo de capacidad de transporte, y (iv) el procedimiento de expansión de transporte. En fecha 1° de julio de 2019, se aprobaron, mediante la Resolución N°357/2019, los términos y condiciones de los concursos a ser convocados conforme el Decreto mencionado sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

De conformidad con la Ley N°26.197, todas las concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no estén directamente conectadas a una tubería de exportación fueron transferidas a la provincia que corresponda. El Poder Ejecutivo Nacional conserva la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte directamente conectadas a tuberías de exportación.

El 7 de mayo de 2021, se dictó la Resolución N°385/2021, en virtud de la cual la SE derogó la Resolución N°29/2010 de la SE y readecuó y actualizó los términos y condiciones de registración de las empresas dedicadas al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas.

### ***Almacenamiento de gas natural***

La Ley de Bases también creó un régimen específico para el almacenamiento subterráneo de gas natural, actividad que se podrá desarrollar en forma independiente. Estas nuevas autorizaciones permiten la inyección, depósito y retiro de gas en reservorios naturales de hidrocarburos agotados, pudiendo desarrollarse dicha actividad en áreas sujetas a permisos de exploración y concesiones de explotación propias o de terceros, con la debida autorización. Estas autorizaciones tampoco estarán sujetas a plazos y podrán incluir la construcción de infraestructura de transporte hasta y desde las instalaciones de almacenamiento. Se dispone, además, que los titulares de estas autorizaciones no estarán obligados a almacenar gas de terceros, sino que podrán operar en beneficio propio o acordar libremente precios por el servicio de almacenamiento. Los titulares de una autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural podrán solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos de manera directa. Asimismo, dichos autorizados estarán sujetos a la normativa del ENARGAS.

En términos fiscales, la autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural no se encontrará sujeta al pago de bonos de explotación y no se podrá imponer pagos análogos por el otorgamiento de estas autorizaciones a través de normativa provincial. El gas natural utilizado en los almacenamientos subterráneos únicamente deberá pagar regalías al momento de su primera comercialización en los términos del artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos. En el caso de almacenamiento de gas natural propio, las regalías se abonarán a los Precios al Ingreso del Sistema de Transporte (“**PIST**”) promedio de cuenca al momento de su producción previo a ser almacenado.

A través de la Resolución N°41/2025 del ENARGAS, se aprobó el reglamento para almacenaje de gas natural, regulando operaciones y mantenimiento, con competencia sancionatoria exclusiva para almacenadores.

### ***Caducidades***

Los permisos de exploración y concesiones de explotación o de transporte caducan ni bien tenga lugar cualquiera de los siguientes eventos:

- por falta de pago de una anualidad del canon respectivo, tres meses después de vencido el plazo para abonarlo;
- por falta de pago de las regalías, tres meses después de vencido el plazo para abonarlas;
- por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales;
- por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación nacional o provincial, según corresponda, o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;
- en el caso de permisos de exploración, por no haber solicitado una concesión de explotación en el plazo de 30 días a partir de la declaración de comercialidad de los hidrocarburos;
- por caer el titular del permiso o concesión en estado de insolvencia, conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare;

- por fallecimiento de la persona humana o fin de la persona jurídica titular del permiso o concesión, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si ellos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares; o
- por incumplimiento de la obligación de transportar y/o procesar hidrocarburos de terceros sin discriminación alguna.

La Ley de Hidrocarburos además establece que debe otorgarse un plazo, cuya duración será determinada por la SE y/o las autoridades provinciales competentes, a los permisionarios y concesionarios incumplidores para que subsanen dichas transgresiones antes de la declaración de caducidad.

Una vez caducada o extinguida una concesión de explotación, todos los pozos de petróleo crudo y gas natural, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o a la Nación, ya sea que se trate de una concesión sujeta a jurisdicción local o nacional (por ejemplo, ubicada en la plataforma continental o a una distancia mayor a 12 millas náuticas de la costa), sin que deba hacerse pago alguno al concesionario.

En cuanto a los incumplimientos de obligaciones emergentes de los permisos, concesiones y autorizaciones que no configuren causal de caducidad, la Ley de Bases modifica la Ley de Hidrocarburos al definir las correspondientes multas en valores móviles (UVA), que no requerirán actualización.

### ***Normas de comercialización de hidrocarburos***

#### ***Normas de comercialización de petróleo crudo y subproductos***

La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional a establecer una política nacional para el desarrollo de reservas de hidrocarburos en Argentina con el objeto principal de satisfacer la demanda interna. El comprador final de petróleo crudo en el mercado interno puede ser una refinería, un gran productor o una comercializadora de combustible.

A los efectos de exportar el petróleo crudo o los subproductos tales como gasolina de octanaje mayor a 85 octanos y diésel, los productores o las refinerías deben haber obtenido previamente un permiso de la SE, según lo establece la Resolución N°241-E/2017 de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y la Resolución N°175/2023 de la SE.

El 6 de noviembre de 2020, se dictó la Resolución N°541/2020 del Ministerio de Economía de la Nación, mediante la cual se crea, en el ámbito de la SE, la Comisión de Evaluación, Coordinación y Seguimiento de los Procesos de Redeterminación de Precios encargada, entre otras funciones, de los procesos de redeterminación de precios.

La Ley de Bases incorporó la libertad de comercialización y exportación de hidrocarburos y derivados, prohibiendo de esta manera la intervención del mercado y la fijación de precios en el mercado interno, transformando dicha actividad a un derecho del productor sujeto únicamente a la no objeción de la SE.

El 23 de marzo de 2023, la SE dictó la Resolución N°175/2023 (la “**Resolución 175**”) que establece el régimen para la exportación de aceites crudos de petróleo y aceites crudos de mineral bituminoso por medio de oleoductos transfronterizos. Asimismo, en el marco de la Resolución 175, se establece que la Subsecretaría de Hidrocarburos realizará los análisis técnicos y económicos pertinentes, a fin de asegurar que dichas exportaciones no impacten en forma negativa en el normal abastecimiento del mercado local. En caso de que se autorice la exportación, se deberá indicar el volumen de exportación autorizado en firme e indicar un plazo de validez no inferior a un año calendario desde la fecha de su otorgamiento.

El Decreto 1057 establece un procedimiento para la notificación de exportación, detallando toda la información que debe presentarse a la SE, aclarando también que la SE puede requerir información adicional a la proveída en la notificación, suspendiendo este pedido los plazos para formular la objeción a la exportación, hasta que el exportador la presente.

Sin embargo, la SE ha informado a los productores que, hasta que el Decreto 1057 sea reglamentado por la SE, la Resolución N°241-E/2017 continuará en vigencia.

#### ***Aspectos impositivos***

El Decreto N°488/2020 incluye diversas medidas de carácter impositivo, entre las que se encuentran medidas referidas a los derechos de exportación. En tal sentido, se establecen alícuotas de entre el 0% y el 8% para ciertas mercaderías de la industria hidrocarburífera (incluyendo a los hidrocarburos) que se calcularán en función del siguiente esquema:

- La alícuota del 0% será aplicable cuando el PI (según este término se define más abajo)



sea igual o inferior al VB (según este término se define más abajo).

- La alícuota del 8% será aplicable cuando el PI sea igual o superior al VR (según este término se define más abajo).
- En los casos en que el PI sea superior al VB e inferior al VR la alícuota se determinará mediante la siguiente fórmula:  $\text{Alícuota} = (\text{Precio Internacional} - \text{Valor Base}) / (\text{Valor de Referencia} - \text{Valor Base}) * 8\%$ .

A los efectos de los referidos cálculos se establecieron los siguientes valores del “*ICE Brent primera línea*”:

- (a) valor base (“**VB**”) equivalente a US\$45/bbl; (b) valor de referencia (“**VR**”) equivalente a US\$60/bbl; y
- (c) precio internacional (“**PI**”), el último día hábil de cada mes la SE publicará la cotización del precio del barril “*ICE Brent primera línea*”, considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el “*Platts Crude Marketwire*” bajo el encabezado “*Futures Settlements*”.

La SE evaluará el último día hábil de cada semana las cotizaciones promedio de los días transcurridos del mes en curso y las comparará con la cotización promedio vigente. Si entre ambas existiera una diferencia superior al 15%, fijará una nueva cotización, la que será aplicable a partir del primer día hábil siguiente.

#### *Normas de comercialización de GNL*

La Ley de Bases y el Decreto 1057 introdujeron modificaciones sustanciales en el marco normativo del GNL, con el objetivo de fomentar la inversión en infraestructura de licuefacción y garantizar la estabilidad regulatoria para la exportación de este recurso. La principal modificación consiste en la incorporación del artículo 3 bis a la Ley de Gas Natural, el cual otorga a la SE la facultad de autorizar exportaciones de GNL dentro de un plazo máximo de 120 días hábiles administrativos, debiendo esta secretaría evaluar las solicitudes mediante la emisión de una “Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos”, la cual analiza variables clave como la producción nacional, la demanda interna, la capacidad de transporte y almacenamiento, y la infraestructura existente y futura. El Decreto 1057 introduce así un listado incluyendo todos los factores que deberá contemplar la referida Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos que emitirá la SE.

Uno de los aspectos más relevantes del nuevo régimen es la estabilidad regulatoria otorgada a las exportaciones de GNL. Según la Ley de Bases y el Decreto 1057, en caso de que la SE apruebe el contenido de la notificación de exportación del exportador, emitirá la “Autorización de Libre Exportación de GNL”. Transcurrido el plazo de 120 días para la objeción, la Autorización de Libre Exportación quedará firme por 30 años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o sus ampliaciones, respecto de las cantidades máximas declaradas en la notificación de exportación, sin interrupción, restricción o desvío alguno. Adicionalmente, las derogaciones a este régimen no tendrán efecto para las autorizaciones otorgadas bajo el mismo, excepto que sean más favorables. Esto implica que los titulares de estas autorizaciones tendrán garantías de continuidad en la exportación, sin posibilidad de restricciones, reducciones o redireccionamientos por parte del Estado. Asimismo, se garantiza el acceso sin interrupciones al suministro de gas natural y a la capacidad de transporte, procesamiento y almacenamiento contratados o de los cuales sean titulares los exportadores.

El Decreto 1057 también establece un procedimiento detallado para la notificación de exportación de GNL, exigiendo a los interesados acreditar la disponibilidad de gas mediante planes de inversión o acuerdos con otros productores, presentar documentación que avale su solvencia técnica y económica, y demostrar la viabilidad del proyecto en términos de infraestructura de transporte, licuefacción y financiamiento. Además, se permite la cesión total o parcial de las autorizaciones de exportación, siempre que sea aprobada por la autoridad de aplicación. La SE podrá objetar una exportación únicamente por razones técnicas o económicas, tales como la falta de disponibilidad de gas natural, la insuficiencia de capacidad de infraestructura o la detección de prácticas anticompetitivas. Sin embargo, las modificaciones o derogaciones de regímenes de exportación no afectarán las autorizaciones firmes ya concedidas.

La finalización de la Autorización de Libre Exportación de GNL es automática al vencer su plazo. Asimismo, la Autorización de Libre Exportación de GNL y los derechos a realizar una exportación no objetada pueden ser cedidos libremente a sujetos que reúnan las condiciones para llevarla a cabo.

Con fecha 4 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°145/2025 de la SE, que aprobó el “Procedimiento para la Exportación de Gas Natural Licuado”, y que implementa ciertas reformas introducidas por la Ley de Bases y el Decreto 1057, que modificaron la Ley de Gas Natural, para establecer el marco legal de las exportaciones de GNL. En este sentido, esta resolución crea un procedimiento administrativo específico para las exportaciones de GNL y designa a la Subsecretaría de Combustibles

Líquidos como la autoridad de aplicación responsable de gestionar las notificaciones, verificar el cumplimiento normativo y emitir los certificados de “Autorización de Libre Exportación de GNL”.

#### *El mercado mayorista de gas natural*

Los precios en el mercado mayorista de gas natural están desregulados, sujetos a ciertas condiciones cuando están destinados a abastecer la demanda de electricidad y a los distribuidores de gas natural.

En enero de 2004, el Decreto N°180/04: (i) creó el Mercado Electrónico de Gas (“**MEG**”), que coordina las ventas diarias de gas al contado y los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural; y (ii) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, exigidas como condición para ser autorizado a inyectar y transportar a través del sistema de transporte cualquier volumen de gas natural (lo que regulado adicionalmente por la Resolución N°1146/2004, emitida el 9 de noviembre de 2004, y la Resolución N°882/2005, emitida por la ex SE). De acuerdo con el Decreto N°180/04, todas las ventas diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

El Reglamento Interno de los Centros de Despacho (“**RICD**”), consolidado por la Resolución N°124/2018 (T.O. 2018), estableció el marco técnico-operativo para las nominaciones, confirmaciones, balanceo con bandas de tolerancia, estados del sistema (normal, alerta, crítico, emergencia), requisitos de transparencia, penalidades por desbalances fuera de banda, y procedimientos de emergencia diseñados para preservar un servicio de transporte y distribución seguro y confiable. Dentro de este marco, el suministro a los clientes de demanda prioritaria, como los usuarios residenciales y los servicios esenciales, tiene una preeminencia explícita en el uso de los sistemas de transporte y distribución, y cualquier restricción requerida se secuencia de modo que las cargas interrumpibles y luego las cargas firmes no prioritarias se reduzcan antes de afectar a los clientes de demanda firme y prioritaria.

En el caso de la demanda destinada a generación de energía eléctrica, la Resolución N°95/2013 de la ex SE monopoliza casi todas las compras realizadas a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (“**CAMMESA**”).

#### *Plan Gas 2020-2024*

Para asegurar el abastecimiento de la demanda interna, el Decreto N°892/2020, vigente desde el 16 de noviembre de 2020, creó un programa de incentivos en el que participan los productores nacionales, las empresas distribuidoras y sub-distribuidoras locales y CAMMESA (el “**Plan Gas 2020**”). En el marco del Plan Gas 2020, los productores compitieron en un concurso público para la adjudicación de un volumen de hasta 70 millones de metros cúbicos por día de gas natural durante 365 días hasta 2024 y un volumen adicional para cada temporada de invierno. Los precios adjudicados están sujetos a los siguientes factores de ajuste anuales (i) Precio de Temporada de Verano: precio aplicable para el período de 7 meses entre enero-abril y octubre-diciembre (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor por un factor de ajuste de 0,82); (ii) Precio de Temporada de Invierno: precio aplicable para el período de 5 meses entre mayo-septiembre (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor por un factor de ajuste de 1,25); y (iii) precio de temporada de invierno correspondiente al volumen adicional: precio aplicable al volumen del período estacional de invierno adicional para cada temporada de invierno (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor para ese período adicional por un factor de ajuste de 1,30).

El Concurso Público Nacional fue convocado por la SE en el marco del Plan Gas 2020 el 24 de noviembre de 2020, el 3 de diciembre de 2020 se llevó a cabo la apertura de ofertas y los resultados se dieron a conocer el 16 de diciembre de 2020 mediante la Resolución N°391/2020. Se le adjudicó a la Compañía un volumen de suministro anual de gas de hasta 8,45 Mm<sup>3</sup>/d, correspondiente a las cuencas Neuquina (31%) y Austral (69%) respectivamente. Del volumen total comprometido, aproximadamente el 54% fue adjudicado a CAMMESA, y el 46% restante a empresas distribuidoras. El precio adjudicado en el Plan Gas 2020 fue de 3,5 US\$/MBTU.

Finalmente, con fecha 22 de febrero de 2021, la SE convocó, mediante la Resolución N°129/2021, un nuevo Concurso Público Nacional en el marco del Plan Gas 2020, con el fin de adjudicar volúmenes de gas adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N°391/2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive. Esos volúmenes fueron adjudicados mediante la Resolución de la SE N°169/2021, publicada en el Boletín Oficial de fecha 10 de marzo de 2021, a Pampa Energía S.A. y Tecpetrol S.A.

El principio subyacente del Plan Gas 2020 es que durante al menos 4 años, el Gobierno argentino pagará a los productores de gas natural que se adhieran al Plan Gas 2020 y hayan resultado adjudicatarios en el

marco del concurso un subsidio convertido en pesos argentinos calculado como la diferencia entre (i) el precio de gas natural ofertado y adjudicado; y (ii) el precio de gas natural pagadero por las distribuidoras, sub-distribuidoras o CAMMESA, según el caso, bajo los contratos de suministro de gas natural celebrados en el marco del Plan Gas 2020.

Las obligaciones asumidas por los productores consisten principalmente en compromisos de entrega, medidos en relación con las curvas de producción que cada productor presentó en el concurso, ajustadas a la baja por los volúmenes adjudicados. El compromiso de inyección mensual de los productores debe ser, a partir de mayo de 2021, al menos igual a la inyección media de cada productor durante el trimestre mayo-junio-julio de 2020 por cuenca, incluyendo el consumo fuera del sistema.

El Plan Gas 2020 otorga a los productores participantes cierta prioridad para la exportación de gas natural en firme, siempre que se cumplan los volúmenes adjudicados. Si se cumple esta condición, los productores tendrán un derecho preferente a exportar gas natural en firme, según las cantidades asignadas a cada cuenca, tal y como se establece en el Plan Gas 2020.

El Plan Gas 2020 prevé que en el caso de que la normativa limite el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, el Banco Central deberá *“establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del presente decreto y destinados a la financiación de proyectos del Plan Gas 2020”*. En este sentido, el 19 de noviembre de 2020, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7168, mediante la cual estableció ciertas reglas aplicables a los fondos ingresados a través del MLC a partir del 16 de noviembre de 2020 para financiar proyectos del Plan Gas 2020. Las medidas están dirigidas, principalmente, a asegurar el acceso al MLC para el pago de dividendos, el pago de servicios de endeudamiento externo y la repatriación de inversiones, siempre que correspondan a fondos traídos a través del MLC para financiar proyectos del Plan Gas 2020 y que se cumplan los restantes requisitos establecidos en la normativa cambiaria aplicable.

acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de dividendos, capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior y repatriación de inversiones directas de no residentes. Las disposiciones respectivas fueron reglamentadas por la Comunicación “A” 7626. Para mayor información, véase *“Información Adicional—Controles de Cambio”* en este Suplemento.

El Decreto 730/2022 modifica ciertos artículos del Decreto N°892/2020, para extender el programa creado en el marco del mismo hasta el año 2028, aprobando el “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones, la Expansión del Sistema de Transporte para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028” (el **“Plan Gas V”**). Adicionalmente, la referida normativa instruye a la SE a reglamentar e instrumentar dicho plan siguiendo las siguientes pautas: (i) volumen: el establecido por la SE a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan; (ii) plazo: hasta el año 2028 inclusive, ampliable en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas; y (iii) exportaciones: condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la SE.

Con fecha 30 de enero de 2025, a través de la Resolución N°25/2025, la SE estableció que el precio de gas en el PIST deberá ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas V, debiendo ENARSA, las empresas productoras y las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes, adecuar dichos contratos acorde a esta resolución. Esta decisión se tomó bajo el marco del Decreto N°465/2024 de fecha 27 de mayo de 2024, el cual determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía y estableció un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024; como también bajo el marco de la Resolución N°91/2024 de la SE, que determinó los aspectos relativos a la antedicha reestructuración durante el Período de Transición. A través del Decreto 370, se prorrogó el Período de Transición hasta el 9 de julio de 2026.

#### *Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural*

Mediante la Resolución N°360/2021 (la **“Resolución 360”**), publicada en el Boletín Oficial el día 27 de abril de 2021, la SE estableció un procedimiento de autorización de exportaciones de gas natural y, de esta

manera, (i) reglamentó la normativa relativa a exportaciones de gas natural establecida a través del Decreto N°892/2020 que aprobó el Plan Gas 2020, y (ii) derogó la Resolución N°417/2019 de la SE y sus modificatorias sobre el régimen de exportaciones de gas natural.

En el marco del Plan Gas V, con fecha 16 de noviembre de 2022, la SE dictó la Resolución N°774/2022 modificatoria de la Resolución 360 (la “**Resolución 774**”). La Resolución 774 sustituye el procedimiento de autorización de exportaciones de gas natural de la Resolución 360, modificando algunos de sus términos, incluyendo: (i) la exclusión de las exportaciones de GNL del procedimiento, (ii) la adecuación del procedimiento a las disponibilidades de capacidad de transporte para el mercado doméstico, (iii) la posibilidad disponer interrupciones puntuales y excepcionales a autorizaciones firmes por situaciones de fuerza mayor, y (iv) el establecimiento de nuevos cupos y precios mínimos de exportación.

#### Tarifas Eléctricas

En cuanto a las tarifas de energía eléctrica, se llevó a cabo una audiencia pública el 26 de enero de 2024, convocada a través de la Resolución N°2/2024 del ENRE, con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas que Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“**EDENOR**”) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (“**EDESUR**”) presentaron para obtener una adecuación transitoria de los cuadros tarifarios del servicio público de distribución de energía eléctrica en el Área Metropolitana de Buenos Aires.

Asimismo, a través de la Resolución N°3/2024 del ENRE, se llevó a cabo una audiencia pública el 29 de enero de 2024 con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas que las empresas Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (“**EPEN**”) presentaron para obtener una adecuación transitoria de los cuadros tarifarios del servicio público de transporte de energía eléctrica.

Con fecha 2 de octubre de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°294/2024 de la SE, la cual estableció un “Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026”, para evitar, reducir o mitigar la crítica condición de abastecimiento de energía para los días críticos del período 2024/2026. En este sentido, establece diferentes medidas a aplicarse para el sector de oferta, transporte y distribución de la energía eléctrica. Asimismo, la Resolución N°294/2024 creó un mecanismo voluntario, programado y remunerado de gestión de demanda para Grandes Usuarios Mayores, incentivando la reducción de consumo en momentos críticos. También creó un Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia, que monitoreará la implementación del plan y propondrá acciones complementarias para asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

En junio de 2025, el Decreto 370 prorrogó la emergencia del sector energético nacional declarada en virtud del Decreto 55 hasta el 9 de julio de 2026. Este decreto pospone nuevamente la aplicación de los regímenes tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal, ahora diferidos hasta julio de 2026, y mantiene la intervención del ENRE y el ENARGAS hasta que el nuevo ENRGE, creado en virtud de la Ley de Bases, entre en funcionamiento. El gobierno deberá garantizar mecanismos de participación pública en el proceso de implementación de los nuevos regímenes tarifarios de electricidad y gas natural, de conformidad con las normas generales sobre audiencias públicas y otras normas aplicables.

El 1 de octubre de 2025, mediante las Resoluciones N°694/2025 y N°695/2025 del ENRE, entre otras cuestiones, se aprobaron: (i) los valores por categoría/subcategoría del Costo Propio de Distribución (CPD) que deberán aplicar EDENOR y EDESUR y su fórmula de actualización, (ii) los Cuadros Tarifarios a ser aplicados para los usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 por EDENOR y EDESUR; y (iii) las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores. Adicionalmente, mediante varias resoluciones del ENRE publicadas en el Boletín Oficial el 1 de octubre de 2025, el ENRE aprobó: (i) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), y el valor Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicados a las transportistas.

El Decreto 70 estableció un “Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica”, derogando gran parte de la Ley N°27.424 y facultando a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes en el sector energético a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. En esta línea, mediante el Decreto 70, la SE se encuentra facultada para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios. A través del marco del Decreto 70, fue publicado el 27 de mayo de 2024 el Decreto N°465/2024, el cual determina la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional, y establece un período de transición hacia subsidios energéticos focalizados, que se extenderá desde el 1° de junio hasta el 30 de noviembre de 2024 pudiendo

ser prorrogado, resultando en la publicación por el ENARGAS de 10 nuevos cuadros tarifarios el 6 de junio de 2024. Asimismo, el 8 de mayo de 2024 se publicó la Resolución N°58/2024 de la SE (según fuera modificada por las Resoluciones N°66/2024 y N°77/2024), que estableció un régimen de pagos excepcional, transitorio y único con el objetivo de cancelar la deuda acumulada por CAMMESA correspondiente al saldo de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los acreedores del MEM. En este sentido, se les propuso a los acreedores del MEM, por dichas transacciones, el pago mediante el Bono AE38, el cual vencería en el año 2038, que actualmente opera un 50% bajo la par. En este sentido, se les propuso a los acreedores del MEM: (i) por las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, el pago mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038”, y (ii) por la transacción económica del mes de febrero de 2024, el pago con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al fondo unificado con destino al fondo de estabilización.

La Resolución N°21/2025 de la SE (la “**Resolución 21**”), emitida el 28 de enero de 2025, introduce reformas clave en el marco regulatorio del sector eléctrico argentino, con el objetivo de normalizar el mercado, descentralizar la gestión de combustibles y eximir a ciertos proyectos de energía convencional de las restricciones de contratación. A partir del 1° de enero de 2025, los proyectos de generación, autogeneración y cogeneración que utilicen fuentes térmicas, hidroeléctricas o nucleares y que estén operativos comercialmente ya no estarán sujetos a la suspensión de nuevos contratos en el Mercado a Término según lo establecido por la Resolución N°95/2013. Ello permite a los propietarios de dichos proyectos celebren contratos de suministro conforme a los procedimientos operativos y de precios existentes. Además, la Resolución 21 derogó la Resolución N°354/2020, eliminando el rol regulador de CAMMESA en la adquisición de combustibles bajo el Plan Gas. A partir del 1 de marzo de 2025, los generadores térmicos en el mercado spot podrán gestionar su propio abastecimiento de combustible, mientras que CAMMESA mantendrá su función para contratos sin autoabastecimiento y actuará como proveedor de última instancia cuando sea necesario.

Por último, la Ley de Bases facultó al Poder Ejecutivo Nacional, a través de su artículo 162, a adecuar la reglamentación de las Leyes N°15.336 y N°24.065 de electricidad, conforme a las siguientes bases:

- Promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica en condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objeto de lograr la mayor cantidad de participantes en la industria.
- Asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria de la energía eléctrica, garantizando a los usuarios finales, la libre elección de proveedor.
- Impulsar el despacho económico de las transacciones de energía sobre una base de la remuneración en el costo económico horario del sistema, teniendo en consideración el gasto marginal horario del sistema; y aquél que represente para la comunidad la energía no suministrada.
- Adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios.
- Propender a la explicitación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y al Fisco.
- Garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos.
- Modernizar y profesionalizar las estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico a fin de lograr un mejor cumplimiento de las funciones asignadas.

El 14 de agosto de 2025, la SE emitió los Lineamientos para la Normalización del MEM Y SU Adaptación Progresiva, proporcionando el marco regulatorio y operativo para la transición gradual del MEM hacia un modelo competitivo y basado en contratos.

### **Consideraciones sobre regímenes promocionales**

#### *Gas natural*

La Ley N°27.007 incorpora al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto N°929/2013) a los proyectos, conforme fueran autorizados por la SE, que impliquen una inversión directa en moneda extranjera mayor a US\$250.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos cincuenta

millones) durante los primeros 3 años del proyecto. Además, modificó el porcentaje de hidrocarburos que, a partir del tercer año, estarían sujetos a los beneficios del régimen. Respecto de las concesiones de explotación convencionales y no convencionales, como así también las concesiones *offshore* en profundidades menores o iguales a los 90 metros, el porcentaje es del 20%; respecto de concesiones *offshore* en profundidades mayores a los 90 metros, el porcentaje es del 60%. Además, la Ley N°27.007 crea un aporte de “Responsabilidad Social Corporativa” fijado en un 2,5% del monto de inversión inicial del proyecto que corresponda. Asimismo, el Estado Nacional debe hacer un aporte para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras de petróleo y gas natural, el cual debe determinarse a la luz del alcance del proyecto. En cuanto a los beneficios de importación, la Ley N°27.007 prevé una reducción de los derechos de importación según lo establecido por el Decreto N°927/2013, para bienes de capital e insumos considerados esenciales para la implementación de los planes de inversión.

Con fecha 27 de enero de 2023, mediante la Resolución N°26/2023, la SE aprobó el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del cero por ciento (0%) de derechos de exportación, para la tramitación de las peticiones que formulen las empresas beneficiarias del Decreto N°929/2013.

El Decreto 234 (según este término se define más adelante) creó el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones, con el objetivo, entre otros, de aumentar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible en sectores económicos específicos, incluido el sector de los hidrocarburos. Dicho régimen fue posteriormente modificado mediante el Decreto N°836/2021 por el cual se establecieron beneficios incrementales en caso de que los proyectos de inversión (cuya inversión mínima es de US\$100.000.000) alcancen ciertas sumas. Adicionalmente, el 8 de abril de 2021, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7259 reglamentando algunos aspectos del Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones (actualmente incorporado dentro del punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios). Para mayor información, véase “*Información Adicional— Controles de Cambios*” en este Suplemento.

#### **Actividades de midstream y downstream de gas natural**

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea para el transporte un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como el caso de la Compañía, tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna.

La Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural a los cuales considera como servicios públicos, y tiene el objeto de: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, el transporte y la distribución de gas natural; (iv) asegurar el abastecimiento suficiente del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y la distribución eficaz y segura. Toda la capacidad de transporte de gas en gasoductos, excepto por aquella que corresponda a evacuación de producción propia del concesionario en virtud de los artículos 28 y 43 de la Ley de Hidrocarburos, se encuentra sujeta a dicho régimen regulado.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural y prohíbe ciertas formas de propiedad cruzada entre transportistas, distribuidores y vendedores minoristas de una manera que pueda permitirles a ellos o a sus afiliadas controlar a más de un tipo de dichas entidades.

El sistema de transporte de gas se divide actualmente en dos sistemas principalmente en función de su geografía (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), diseñados para darle a ambos sistemas acceso a las fuentes de gas y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos empresas transportadoras. Además, el sistema de distribución se divide en nueve distribuidoras regionales, entre las que se incluyen dos distribuidoras que abastecen el área del Gran Buenos Aires.

El Decreto N°589/2017 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N°729/1995 de fecha 22 de mayo de 1995, incorporando como segundo párrafo la posibilidad que en el caso de gasoductos que se construyan o amplíen a futuro, los transportistas puedan negociar libremente sus contratos de transporte con productores en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, limitando el régimen regulado a la capacidad de transporte no comprometida en tales contratos.

Mediante la Resolución N°67/2022 de la SE de fecha 9 de febrero de 2022, la SE declaró de interés público nacional la construcción del “Gasoducto Presidente Néstor Kirchner” como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la República Argentina, que transportará gas natural con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia del Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. En la actualidad, se ha

modificado el nombre de dicho gasoducto a “Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno”. Asimismo, mediante dicha resolución, se creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” (“**Programa Transport.Ar**”) cuya finalidad principal es la promoción del desarrollo, el crecimiento de la producción y el abastecimiento de gas natural.

Por su parte, el Decreto N°76/2022, de fecha 14 de febrero de 2022, dispuso el otorgamiento de la concesión de transporte a ENARSA sobre el Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno y autoriza a constituir un fideicomiso para la ejecución de la primera etapa de la obra. Asimismo, mediante dicho decreto se reglamenta el Programa Transport.Ar. El 12 de diciembre de 2022, la SE anunció que el gobierno argentino acordó con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil (BNDES) el financiamiento por US\$689 millones para la construcción del segundo tramo del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner.

En julio de 2023 se puso en funcionamiento la primera etapa del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno, de 573 kilómetros de longitud. Adicionalmente, a través de la Resolución N°233/2024, del 27 de mayo de 2024 (la “**Resolución 233**”), el ENARGAS autorizó a ENARSA, en los términos del artículo 16, inciso b) de la Ley de Gas Natural, a extender el sistema de transporte de gas natural e iniciar la construcción de un gasoducto desde las inmediaciones de la Planta Compresora “La Carlota” del Gasoducto Centro Oeste hasta las inmediaciones de la Planta Compresora “Tío Pujio” sobre el Gasoducto Norte, en el marco del proyecto denominado “Reversión del Gasoducto Norte” del Programa Transport.Ar. Mediante el Decreto N°1060/2024 se declaró de interés público nacional la Iniciativa Privada propuesta por TGS, denominada “Incremento de la Capacidad de Transporte Gas Natural, en la Ruta Tratayén – Litoral Argentino”, para ejecutar obras de ampliación en el Tramo I del “Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno”, desde la localidad de Tratayén, Provincia del Neuquén hasta la localidad de Salliqueló, Provincia de Buenos Aires, con el fin de incrementar la capacidad de transporte de gas natural.

La Resolución 233 también autoriza a ENARSA y a Transportadora Gas del Norte S.A. a iniciar la construcción de cañería paralela al gasoducto norte, entre las Plantas Compresoras “Tío Pujio” y “Ferreyra”, y a ejecutar las obras y adecuaciones necesarias en las Plantas Compresoras “La Carlota”, “Tío Pujio”, “Ferreyra”, “Dean Funes”, “Lavalle” y “Lumbreras”, a fin de revertir el flujo y la inyección, en el marco del mismo proyecto.

Mediante la Resolución N°61/2020 publicada en el Boletín Oficial el día 29 de octubre de 2020, la SE incorporó a todas las personas humanas o jurídicas que expendan GNL en bocas de expendio y/o consumo propio de combustible en el registro de bocas de expendio de combustibles líquidos, consumo propio, almacenadores, distribuidores y comercializadores de combustibles e hidrocarburos a granel y de gas natural comprimido creado por la Resolución N°1102/04 de la SE. En ese sentido incorporó en dicho registro a aquellos operadores que presten el servicio de provisión de GNL para vehículos, y estableció los requisitos exigibles para un eficaz y seguro desarrollo de dicha prestación, como asimismo determinó la documentación que deberán presentar los interesados en prestar el mencionado servicio.

La Ley de Bases introdujo modificaciones a la Ley de Gas Natural, incluyendo la modificación de ciertos artículos y la incorporación del artículo 3 bis, referido a las exportaciones de GNL. La Ley de Bases autoriza la importación de gas natural sin necesidad de autorización previa y establece que la exportación quedará sujeta a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos en su versión modificada por el Decreto 1057.

Con fecha 21 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°157/2025 de la SE a (la “**Resolución 157**”), que aprobó la Declaración de Disponibilidad de Recursos de Gas a Largo Plazo, en cumplimiento del Artículo 3 bis de la Ley de Gas Natural, incorporado por la Ley de Bases. Asimismo, la Resolución 157 consolidó estudios técnicos sobre producción, transporte, almacenamiento, demanda interna y capacidad de exportación de gas natural. Así, el informe determinó que, bajo los niveles actuales de consumo doméstico, los recursos serían suficientes para 162 años, mientras que, en escenarios de expansión de exportaciones de GNL, alcanzarían entre 63 y 68 años.

En el marco del Artículo 3 bis de la Ley de Gas Natural, la SE aclaró que las autorizaciones de exportación de GNL, una vez otorgadas, tendrán carácter firme por hasta treinta (30) años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción correspondiente. Dichas autorizaciones garantizarán acceso ininterrumpido al suministro de gas, transporte, procesamiento y almacenamiento, sin verse afectadas por eventuales cambios regulatorios, salvo que resulten más favorables para los exportadores. La Resolución 157 también establece que la Declaración de Disponibilidad de Recursos deberá actualizarse al menos cada cinco (5) años, o antes en caso de cambios sustanciales en las condiciones técnicas o de mercado.

Con fecha 27 de enero de 2023, mediante la Resolución N°26/2023, la SE aprobó el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del cero por ciento (0%) de derechos de exportación, para la tramitación de las peticiones que formulen las empresas beneficiarias del Decreto N°929/2013.

## **Normas de comercialización de GLP**

La Ley de GLP establece el marco legal para la industria y la comercialización de GLP, cuya autoridad de aplicación es la SE. Esta ley controla las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en la Argentina y declara que estas actividades son de interés público, con vistas a asegurar un abastecimiento normal, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no han tenido, históricamente, acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley de GLP incluye a todas las partes que participan en la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en Argentina. Adicionalmente, la Ley de GLP establece el principio de libre acceso a la industria y el mercado de GLP, así como a la libre importación de GLP y ciertas restricciones a las exportaciones, que solamente pueden aprobarse si el abastecimiento interno no resulta afectado.

La Ley de GLP:

- crea un Registro de Envases de GLP, obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad;
- protege las marcas de los fraccionadores de GLP;
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la autoridad debe publicar en forma periódica los precios de referencia del GLP vendido en envases de 45 kg o menos;
- requiere que la SE: (i) establezca mecanismos de transferencia del GLP a fin de garantizar acceso al producto a todos los agentes de la cadena de abastecimiento; (ii) establezca mecanismos de estabilización de precios de GLP cobrados a los fraccionadores locales de GLP; y (iii) junto con la Comisión de Defensa de la Competencia de la Argentina, efectúe un análisis del mercado de GLP y su comportamiento, a los efectos de establecer límites a la concentración de mercado para cada etapa, o a la integración vertical a lo largo de toda la cadena de la industria del GLP (limitaciones que comprenden a las sociedades vinculadas, controlantes o controladas);
- concede acceso abierto a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y
- crea un fondo fiduciario para atender el consumo de GLP envasado para comunidades de bajos recursos y la expansión de redes de distribución de gas natural a nuevas áreas, donde sea técnicamente posible y económicamente viable. El fondo fiduciario se financia a través de: (i) multas establecidas por la Ley de GLP, (ii) asignaciones del Presupuesto General del Estado, (iii) fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con instituciones nacionales o internacionales, y (iv) fondos que la SE pueda determinar sobre los operadores de la industria del GLP.

## ***Ley de Biocombustibles***

A través de la Ley N°27.640 (la “**Ley de Biocombustibles**”) se aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles, que comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles, y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030, extensible por única vez por 5 años más a partir de su vencimiento.

Los objetivos buscados por la Ley de Biocombustibles son, entre otros: regular, administrar y fiscalizar la producción, comercialización y uso sustentable de los biocombustibles y propiciar seguridad en las instalaciones de elaboración, mezcla y/o almacenaje de biocombustibles. La Ley de Biocombustibles deja sin efecto todas las disposiciones establecidas en las leyes N°23.287, 26.093 y 26.334, incluida su normativa reglamentaria.

Asimismo, conforme fuera modificado por la Resolución N°438/2022 de la SE, todo combustible líquido clasificado como gasoil o diésel oil comercializado dentro del territorio de la República Argentina deberá contener un porcentaje obligatorio de biodiésel del 7,5%, en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final (sin perjuicio de que la autoridad de aplicación podrá elevar dicho porcentaje obligatorio cuando lo considere conveniente en función de distintos factores; incluso podrá reducirlo hasta un porcentaje nominal de 3%, en volumen, cuando las circunstancias lo permitan).

Por otro lado, el combustible líquido clasificado como nafta comercializada dentro del territorio de la República Argentina, debe contener un porcentaje obligatorio de bioetanol de 12%, en volumen, sobre la cantidad total del producto final.



El biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono establecido en la Ley N°23.966; sin perjuicio de ello, en el caso de que los mismos sean mezclados con combustibles fósiles, el gravamen recaerá solo por el componente de combustible fósil que integre la mezcla. El tratamiento impositivo mencionado regirá hasta la fecha de finalización del régimen y corresponderá siempre y cuando las materias primas principales utilizadas en los procesos productivos sean de origen nacional.

Con fecha 22 de noviembre de 2022, mediante el dictado de la Resolución N°776/22 la SE estableció las pautas para el abastecimiento de los biocombustibles destinados a la mezcla con combustibles fósiles en el marco de lo dispuesto por la Ley N°27.640 (en adelante, la “**Mezcla Obligatoria**”) y aquellas vinculadas con la comercialización de biocombustibles en el mercado interno, cuyo cumplimiento será obligatorio para los sujetos encargados de llevarlas a cabo, los elaboradores de biocombustibles con destino a la Mezcla Obligatoria habilitados a tales fines y para los comercializadores de biocombustibles.

Por otra parte, a través de la Resolución N°689/2022, la SE creó el Registro de Operadores de Biocombustibles y Mezcladores, en el que deberán encontrarse inscriptos todos los elaboradores, mezcladores, almacenadores y comercializadores de biocombustibles. Dicho registro funcionará en el ámbito de la Dirección de Biocombustibles de la Subsecretaría de Hidrocarburos. Dicha Resolución prevé asimismo la posibilidad de que, a pedido de parte, la SE exceptúe el cumplimiento de la Mezcla Obligatoria con biodiesel o bioetanol en caso de situaciones excepcionales.

#### ***Precios de Referencia de la Cadena de Comercialización de Butano***

Con fecha 24 de enero de 2025, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°15/2025 de la SE, mediante el cual se establecieron nuevas medidas en el proceso de desregulación del mercado de GLP. Dicha resolución: (i) derogó la Resolución N°70/2015; (ii) eliminó los precios máximos de referencia para la venta de garrafas de 10, 12, y 15 kg, manteniéndose solo precios de referencia no vinculantes; (iii) eliminó los precios de compensaciones previstos en el apartado V del anexo a la Resolución N°49/2015; (iv) eliminó los cupos y aportes previstos en el apartado VI del anexo a la Resolución N°49/2015; y (v) estableció un nuevo desarrollo para el Programa Hogar

El nuevo Programa Hogar establecido por la Resolución N°15/2025 consiste en que: (i) los productores de GLP deben garantizar un abastecimiento continuo y suficiente para el mercado interno, conforme el artículo 7 de la Ley de GLP, registrando diariamente los volúmenes almacenados en sus plantas; y (ii) las empresas fraccionadoras podrán adquirir GLP dentro del Volumen Máximo Permitido, calculado en función de (a) su capacidad operativa; (b) el parque de envases aptos registrado, es decir, la sumatoria de los envases registrados por la fraccionadora que cumplan con los requisitos de aptitud técnica y de seguridad, y que no sean lisos, extranjeros y/o vencidos; y (c) el índice de rotación máximo aplicable, establecido en función de la capacidad de rotación del parque de envases de la empresa fraccionadora.

#### ***Registro del Régimen de Zona Fría***

El régimen del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (“**Fondo Fiduciario**”), se encuentra regulado principalmente por el artículo 75 de la Ley N°25.565 y sus modificatorias, tiene como finalidad central, financiar los subsidios que permiten aplicar descuentos tarifarios a los usuarios residenciales de gas en determinadas regiones del país que tienen mayor rigor climático, las denominadas zonas frías. Este mecanismo fue diseñado para que los recursos necesarios para solventar dichos descuentos provengan de un recargo específico sobre el precio de gas natural en el PIST por cada metro cúbico de 9.300 kcal, y se traslada a la facturación de los usuarios finales a través de las empresas distribuidoras. El recargo permite que las empresas distribuidoras reciban una compensación por los descuentos aplicados a los usuarios beneficiados, de modo que sean los propios consumidores argentinos, quienes a través del pago de un recargo sobre el precio del gas natural, generen los recursos necesarios, para solventar los descuentos tarifarios que benefician a los usuarios residenciales de las zonas alcanzadas por el régimen, garantizando así la sustentabilidad financiera del sistema y la continuidad del beneficio.

Originalmente, el régimen comprendía la región patagónica (Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, La Pampa y Río Negro) el departamento de Malargüe en Mendoza y la Puna del Noroeste, la Ley N°27.637 introdujo modificaciones sustanciales al régimen, ampliando su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2031 y extendiendo el ámbito geográfico de aplicación a nuevas provincias, departamentos y localidades. Lo que incrementó significativamente la cantidad de beneficiarios. Además, esta ley facultó al Poder Ejecutivo Nacional y a la SE, a modificar el porcentaje del recargo definido que financia el Fondo Fiduciario, permitiendo su aumento o disminución en hasta un cincuenta por ciento (50%) respecto del tope máximo legalmente previsto.

El hecho imponible del recargo está definido según el artículo 75 de la Ley 25.565, que expresa que el

recargo “se aplicará a la totalidad de los metros cúbicos que se consuman y/o comercialicen por redes o ductos en el Territorio Nacional cualquiera fuera el uso o utilización final del mismo” sobre el precio del gas natural en el PIST. La normativa no establece diferenciación por subzona en la aplicación del recargo, dado que el porcentaje es único y general para todo el territorio nacional, su determinación responde a las necesidades de financiamiento del fondo, en función de la cantidad de beneficiarios y el volumen de subsidios a cubrir. La percepción del recargo corresponde a los productores de gas, quienes actúan como agentes de percepción en el momento de emitir la factura o documento equivalente a cualquier sujeto de la industria.

El porcentaje del recargo ha sido objeto de sucesivas modificaciones a través de distintas resoluciones administrativas, en respuesta a la evolución de los requerimientos financieros del régimen. El artículo 75 de la Ley N°25.565 establecía que el Fondo Fiduciario se constituye con un recargo de hasta el 7,5%, sin embargo, la Resolución N°474/2017 lo fijó en 2,58%, la Resolución N°14/2018 lo elevó a 2,96%, la Resolución N°312/2019 lo incrementó a 4,46%, la Resolución N°487/2021 lo llevó a 5,44%, y finalmente la Resolución N°1448/2025 lo estableció en 7%. Este último ajuste se fundamenta en la necesidad de cubrir un mayor volumen de subsidios, resultante de la ampliación territorial y poblacional dispuesta por la Ley N°27.637.

### ***Refinación del Sector de Midstream y Comercialización del Sector Downstream***

El Decreto N°1212/89 reglamenta las actividades de refinación de hidrocarburos realizadas por productores de petróleo y otros terceros. Este decreto, junto con la normativa emitida por la SE, reglamenta los aspectos comerciales, ambientales, de calidad y seguridad de refinerías y estaciones de servicio. Además, autorizó las importaciones, eliminó el régimen de cuotas de petróleo vigente a la fecha de emisión del decreto y desreguló la instalación de refinerías y estaciones de servicio. Se delegaron a las autoridades provinciales y municipales ciertas facultades de supervisión y contralor de la SE y, por consiguiente, la refinación y venta de productos refinados también debe cumplir con las normas provinciales y municipales técnicas, de salud, seguridad y ambientales.

Las actividades de refinación de petróleo crudo realizadas por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las empresas de petróleo en el registro mantenido por la SE y al cumplimiento de las normas ambientales y de seguridad, así como con la legislación ambiental provincial y las inspecciones municipales de salud y seguridad.

La inscripción se otorga en función de normas financieras, técnicas y de cualquier otro tipo. Conforme se indica a continuación, las bocas de expendio de combustibles líquidos, puntos de venta en los que se fracciona el combustible, la reventa a grandes usuarios y los contratos de suministro entre estaciones de servicio y compañías petroleras también están deben inscribirse en la SE.

La Resolución N°419/1998 de la SE, con sus modificatorias, exige que las empresas petroleras que llevan a cabo actividades de importación, exportación, procesamiento y comercialización (incluidas las estaciones de servicio) sean sociedades anónimas y estén inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, sujeto a requisitos técnicos y financieros. La inscripción en el Registro de Empresas Petroleras debe renovarse todos los años.

La Resolución N°1102/2004 de la SE establece que los combustibles líquidos y el petróleo crudo solamente pueden ser comprados y vendidos por empresas registradas en el Registro de Bocas de Expendio de Combustibles Líquidos de la ex Subsecretaría de Combustibles. Además, las empresas que lleven a cabo actividades de almacenamiento, distribución y/o comercialización de combustible también deben estar inscriptas en la ex Subsecretaría de Combustibles.

El Decreto N°1060/2000 establecía que los contratos de suministro celebrados entre las refinerías y los operadores de estaciones de servicio no podían extenderse más allá de: (i) 8 años para las nuevas estaciones de servicio; y (ii) 5 años para renovaciones y prórrogas de contratos anteriores. El Decreto N°1060/2000 fue derogado por el Decreto 70.

En virtud de la Resolución N°1283/2006 de la SE, la comercialización local de productos refinados debe cumplir con determinadas especificaciones técnicas.

Por medio de la Resolución N°5/2016, publicada en el Boletín Oficial el 1 de junio de 2016 y vigente a partir de junio de 2016, la ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúrficos definió las nuevas especificaciones para la comercialización de nafta y gasoil en Argentina. La Resolución N°558/19 y N°576/19 ambas de la SE, modificaron la Resolución N°5/2016 extendiendo los plazos en materia de contenido de azufre. Las empresas petroleras deben presentar un cronograma de inversiones para los próximos 4 años con el objeto de cumplir con las nuevas normas aplicables a nafta y gasoil. La fecha límite para hacer esta presentación

venció el 30 de septiembre de 2016. De conformidad con el artículo 1 de la Resolución N°5/2016, el Anexo II de la Resolución N°1283/2006 ha sido sustituido por el Anexo I de dicha resolución. La Resolución N°5/2016 actualiza el reglamento que regula esta norma haciendo especial referencia a las normas ASTM D 5191 y ASTM 4953 que no se incluyeron en el régimen anterior. Se prevé además que las refinerías locales cuya producción de fuel oil no cumpla con esta norma deben presentar un plan de ajuste ante la SE en el plazo de 90 días después de la publicación de la Resolución, incluidas las obras y acciones que deben llevarse a cabo a los efectos de cumplir con la norma 24 meses después de la publicación de la Resolución.

Esas especificaciones fueron posteriormente modificadas por la SE mediante las Resoluciones N° 558/2019 (que reemplaza el Anexo I de la Resolución N°5/2016) y N°576/2019 (que reemplaza el Anexo I y aclara los límites y los plazos para el contenido de azufre), y constituyen las normas técnicas operativas vigentes. La Resolución N°492/2023 reforzó posteriormente el cumplimiento obligatorio de los estándares de la Resolución N°576/2019 para los combustibles comercializados en Argentina, al tiempo que autorizó a la autoridad de aplicación a aprobar aplazamientos temporales de las fechas de cumplimiento, caso por caso.

El Decreto N°46/2025, publicado en el Boletín Oficial con fecha 29 de enero de 2025, aprobó el autodespacho de combustible en Argentina. Con fecha 8 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°147/2025 de la SE, que aprobó el procedimiento para la implementación del autoservicio en estaciones de servicio de todo el país. Esta resolución permite a las estaciones de servicio el autodespacho de combustible como modalidad optativa, a elección de los expendedores, quienes podrán implementarla en forma total o parcial, sujeto a estrictos requisitos reglamentarios y de seguridad. Esta medida representa un cambio significativo respecto a las regulaciones anteriores, que prohibían a los clientes operar los surtidores de combustible sin una autorización especial.

### ***Normativa Ambiental en la Argentina***

Los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, con la reforma del año 1994, y otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales recientemente sancionadas, fortalecieron el marco legal para la protección del medio ambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más estricta en cuanto a la aplicación de las leyes y reglamentaciones ambientales, incrementando las sanciones por eventuales desacatos a las mismas.

De conformidad con los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes de la República Argentina tienen derecho a un ambiente sano y el deber de preservarlo para las generaciones futuras. Las personas que provoquen daños al medio ambiente tienen la obligación de subsanar el daño causado conforme a lo previsto en la ley aplicable. El gobierno nacional tiene derecho a dictar normas mínimas para la protección del medio ambiente, mientras que las provincias y los municipios también pueden dictar normativa en la materia.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales que regulan la calidad ambiental en Argentina. Estas leyes y reglamentaciones establecen la obligación de obtener ciertos permisos, definen normas sobre determinados aspectos de calidad ambiental, establecen sanciones y demás responsabilidades ante la violación de dichas obligaciones y prevén los deberes de subsanación del daño ambiental provocado.

En general, la Compañía está sujeta a los requisitos de las siguientes leyes federales en materia ambiental (incluidas sus respectivas disposiciones reglamentarias y complementarias). A modo de ejemplo:

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43, entre otros);
- Ley General del Ambiente N°25.675;
- las normas NAG (emitidas por ENARGAS) de protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases distribuidos por tuberías;
- Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios N°25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N°24.051;
- Ley sobre Preservación del Aire N° 20.284;
- Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas N°25.688;
- Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB N°25.670;
- La Resolución N°970/2023 (emitida por la SE) que creó el “Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y

Producción de Hidrocarburos”;

- Código Penal; y
- CCCN, el cual establece las reglas generales del derecho de responsabilidad civil.

Estas leyes y reglamentaciones abordan cuestiones ambientales de índole nacional, entre ellas, la eliminación de efluentes líquidos, la investigación y limpieza de sustancias peligrosas, los reclamos por daños a recursos naturales y responsabilidad por actos ilícitos extracontractuales con respecto a sustancias tóxicas. Se puede dictar normativa provincial y local que complementa esas leyes y reglamentaciones de índole nacional.

En lo particular, la Compañía está sujeta a la Resolución N°105/92 dictada por la ex SE, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental (“EIA”) ante la SE y, en todo caso, antes de dar inicio a cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la SE. Las empresas también están obligadas a presentar estudios ambientales ante el organismo con frecuencia anual. Puede suceder que los EIA estén sujetos a aprobación provincial.

La Compañía también está sujeta a muchas otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, que incluyen, entre otras, aquellas que rigen la presentación de informes de derrames de petróleo (Resolución N°24/2004 emitida por la SE, que establece el Régimen de Presentación de Informes de Incidentes Ambientales aplicable a las empresas propietarias de proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos) y la remediación (Resolución N° 5/96 emitida por la SE, que establece el Régimen de Abandono de Pozos), los estudios de impacto ambiental, el uso de agua dulce y la disposición de aguas residuales, y la gestión de residuos.

Dado que las actividades de la Compañía se llevan a cabo en distintas jurisdicciones provinciales, se deben tener en cuenta las reglamentaciones aplicables en cada una de ellas.

La reseña precedente de las principales leyes ambientales aplicables en Argentina es simplemente un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva del marco legal aplicable en Argentina en materia ambiental. Este resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con cuestiones ambientales vigentes a la fecha de este Suplemento, las cuales están sujetas a cambios.

#### *Armonización de Normativa Ambiental en la Ley de Bases*

La Ley de Bases establece un paso fundamental hacia la unificación de la normativa ambiental en el sector hidrocarburífero al facultar al Poder Ejecutivo Nacional para elaborar, en conjunto con las provincias, una legislación ambiental armonizada. Este marco normativo buscará priorizar la aplicación de las mejores prácticas internacionales de gestión ambiental en la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

En ese contexto, el Decreto 1057 establece que, a fin de elaborar dicho proyecto de legislación ambiental armonizada, la SE identificará la normativa aplicable y los aspectos medioambientales a tener en cuenta para asegurar el desarrollo de la actividad hidrocarburífera en el marco de un adecuado cuidado del ambiente, como así también establecerá un procedimiento para coordinar el trabajo conjunto y los sistemas informativos con las provincias y con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asimismo, el Decreto 1057 establece que el marco normativo armonizado deberá regular las siguientes cuestiones:

- procesos de otorgamiento de licencia ambiental;
- abandono de pozos e instalaciones;
- pasivos ambientales;
- gestión de residuos, emisiones y/o efluentes;
- condiciones de seguridad y control de integridad de pozos;
- emisión de gases de efecto invernadero asociada a la actividad (descarbonización);
- garantías y/o seguros u otros instrumentos económicos como respuesta ante contingencias o situaciones ambientales;
- procesos de participación pública y acceso a la información pública;

- responsabilidad social ambiental; e
- inspecciones y sanciones.

#### *Seguro Ambiental*

Conforme al artículo 22 de la Ley N°25.675, toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, debe contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar la disposición de fondos para reparar los daños que pudiere haber provocado. El artículo 22 a su vez dispone que esa persona, según el caso, deberá integrar un fondo de restauración ambiental que posibilite la instrumentación de acciones de reparación.

Con fecha 28 de junio de 2019, fue dictado el Decreto N°447/2019 que entró en vigencia a partir de los 90 días hábiles de su publicación. Este Decreto derogó el Decreto N°1638/2012 y dispuso los seguros que deberán contratar las personas jurídicas o humanas en el marco del artículo 22 de la Ley N°25.675, que son: (i) seguro de caución por daño ambiental de incidencia colectiva; (ii) pólizas de seguro con transferencia de riesgo; u (iii) otros instrumentos financieros o planes de seguro que sean aprobados por la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable y la Superintendencia de Seguros de la Nación. Tales seguros, así como los actualmente vigentes, deberán garantizar la efectiva remediación del daño causado hasta el monto mínimo asegurable.

#### *Lineamientos para la gestión de residuos mineros*

Mediante la Resolución N°181/2021, la Secretaría de Minería aprobó los “Lineamientos Generales para el Gestión Racional de Residuos Mineros” a fin de promover el desarrollo y crecimiento de la actividad a través de un régimen razonable, equilibrado y consensuado, de un lineamiento general para la adecuada gestión de los residuos mineros que sirva de marco y brinde uniformidad y coherencia a las políticas y regulaciones sobre residuos mineros en la República Argentina.

### **Impuestos Corporativos**

#### *Impuesto a las Ganancias*

La Sucursal está sujeta al impuesto a las ganancias de la Argentina sobre su renta mundial. Los impuestos efectivamente pagados a fiscos extranjeros pueden ser utilizados como créditos fiscales contra el impuesto a las ganancias de la Argentina, en la medida de la obligación de tributar impuestos en la Argentina sobre los ingresos de fuente extranjera que estén alcanzados por impuestos a las ganancias del extranjero.

Los costos de exploración deben ser activados hasta la etapa de producción o de abandono. La amortización de los activos se calcula por aplicación del método de las unidades de producción. El costo del abandono puede ser susceptible de deducción por aplicación del principio de lo devengado, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos. Asimismo, la Ley N° 27.430 dispuso que los gastos vinculados a requisitos técnicos y ambientales pagados por el concesionario y/o titular del permiso también se incluyen dentro del alcance de la deducción por agotamiento.

De acuerdo con las reformas introducidas por la Ley N° 27.430, la Ley N° 27.468 y sus respectivas reglamentaciones, los ajustes por inflación solo son admisibles en los siguientes casos: (a) para inversiones en bienes de uso efectuadas en ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, la depreciación se ajusta por inflación según el IPC; (b) para activos ya existentes en el ejercicio en curso al 30 de diciembre de 2017, si se abona el impuesto de revalúo, la depreciación podrá ajustarse sobre el valor revaluado; y (c) en general, si el IPC supera el 100% en el período de 36 meses previo al cierre del ejercicio fiscal. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2018, el ajuste por inflación será admisible sólo si el incremento del IPC excedió el 55%, 30% y 15%, respectivamente.

Sin embargo, la Ley N°27.541 (la “**Ley de Solidaridad**”) dispuso que, si el ajuste por inflación resultara aplicable en el primer y segundo ejercicio fiscal a partir del 1° de enero de 2019, sujeto a los supuestos mencionados, un sexto del ajuste se computará en el ejercicio de determinación y los cinco sextos restantes se computarán, en partes iguales, en los cinco ejercicios fiscales inmediatos siguientes. Los quebrantos impositivos pueden trasladarse a los cinco ejercicios fiscales siguientes.

La alícuota corporativa del impuesto a las ganancias se determinará en función de la ganancia neta imponible del ente en cuestión, en el caso del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2025, según la siguiente escala:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	A Ps.			
Ps. 0	Ps. 101.679.575,26	Ps. 0	25%	Ps. 0
Ps. 101.679.575,26	Ps. 1.016.795.752,62	Ps. 25.419.893,82	30%	Ps. 101.679.575,26
Ps. 1.016.795.752,62	En adelante	Ps. 299.954.747,02	35%	Ps. 1.016.795.752,62

Los montos previstos en la tabla se ajustarán en función de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos actualizados serán aplicables para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

La distribución de las ganancias de la Sucursal está sujeta a una retención impositiva del 7%. Las transacciones entre la Sucursal y partes relacionadas en el extranjero están alcanzadas por la normativa de precios de transferencia.

Argentina cuenta actualmente con 24 tratados para evitar la doble imposición en vigor (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Países Bajos, Noruega, Qatar, Rusia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido y Uruguay).

#### *Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)*

Las ventas de bienes muebles ubicados en la Argentina y los servicios prestados en la Argentina, las importaciones de mercaderías a la Argentina y los servicios prestados en el extranjero y utilizados en la Argentina se encuentran alcanzados por el impuesto al valor agregado. Los proveedores locales de bienes y servicios agregan el IVA a sus facturas.

En el caso de las locaciones o prestaciones gravadas realizadas por sujetos del exterior en el país se aplica el régimen de responsable sustituto, debiendo el contribuyente local abonar el IVA al fisco argentino.

Las uniones transitorias también están sujetas al IVA sobre sus ventas. La venta de áreas hidrocarburíferas no está sujeta al IVA.

La alícuota general es 21%, pero existe una tasa reducida del 10,5% para ciertas ventas y servicios, como la venta de bienes amortizables que estén incluidos en el listado adjunto a la Ley N° 20.631, según fuera modificada, que define los activos listados de conformidad con el Código Aduanero y ventas de GLP. También existe una tasa incrementada del 27% para la venta de gas a las industrias. El gas vendido a las plantas de energía eléctrica está sujeto a una tasa del 21%.

Las importaciones están sujetas al IVA solo si son de carácter definitivo. Las importaciones temporarias están exentas, pero los bienes deben ser reexportados dentro de los tres años. Las exportaciones están exentas.

El IVA acumulado que se le paga a los proveedores de bienes y servicios (créditos fiscales) se recupera cuando: (i) el contribuyente factura sus productos a sus clientes locales; o (ii) el contribuyente exporta sus productos y solicita un reembolso al fisco argentino.

Los créditos fiscales originados en la compra, construcción o fabricación de bienes amortizables (excepto automóviles) que el contribuyente no pudiera recuperar luego de seis períodos fiscales mensuales podrán ser devueltos. Es requisito que tales bienes aún pertenezcan al contribuyente al momento de la devolución.

#### *Impuesto sobre los Bienes Personales*

Se trata de un impuesto que grava la diferencia entre los activos y pasivos de la Sucursal el 31 de diciembre de cada año. Este tributo se paga anualmente y la alícuota es actualmente 0,5%. Las entidades tales como la Sucursal han sido declaradas fuera del alcance de este impuesto a través de un fallo pronunciado por la Corte Suprema de la Nación que fue aceptado por el fisco argentino.

#### *Impuesto sobre Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias*

Este impuesto grava cada débito y cada crédito en cuentas bancarias mantenido por la Sucursal en entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526. En general se impone al 0,6% sobre cada débito y cada crédito. La entidad financiera actúa como agente de retención. Existe la posibilidad de aplicar el 33% del impuesto pagado por cada crédito y débito de este impuesto como un crédito contra el impuesto a las ganancias.

### *Impuesto sobre los Ingresos Brutos*

Este impuesto grava los ingresos brutos obtenidos por las actividades habituales desarrolladas en una provincia o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es un impuesto provincial y cada jurisdicción tiene su propia normativa, aunque las provincias han firmado un convenio multilateral que establece reglas de distribución de la base imponible.

Se aplica en todas las etapas de la cadena comercial y no es acreditable contra otros impuestos. La alícuota depende de la provincia y de la actividad.

Diversas agencias de recaudación provinciales (como las Provincias de Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Santa Fe, Salta, entre otras, además de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) han establecido regímenes de recaudación aplicables a los créditos provenientes de cuentas bancarias abiertas en instituciones financieras argentinas, cualquiera sea su naturaleza o tipo, y abarcando todas sus sucursales, sin importar el territorio donde estén radicadas.

### *Impuesto de Sellos*

El impuesto de sellos se aplica sobre el valor económico de los contratos instrumentados en una provincia o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por un contrato firmado en dicha jurisdicción y/o si el contrato produce efectos en ella.

Es un impuesto provincial; cada provincia tiene su propia legislación y la tasa se aplica sobre el valor económico de los actos y/o contratos. En principio, los contratos cuyos efectos se produzcan fuera de la provincia no están sujetos al impuesto de sellos provincial.

De acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, los contratos entre ausentes en formato de “carta oferta” no se encuentran alcanzados por este impuesto en la medida en que se instrumenten en los términos indicados en dicha jurisprudencia.

### *Impuesto a la Transferencia de Combustibles Líquidos e Impuesto al Dióxido de Carbono*

La transferencia de combustibles dentro de la Argentina se encuentra alcanzada por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono, conforme con lo establecido en la Ley N°23.966.

Estos impuestos gravan la importación (en caso de que sean importados) y la primera venta de estos combustibles por el importador o el fabricante local, según corresponda. Estos tributos se imponen sobre un monto fijo (en pesos) por litro, dependiendo del tipo de combustible, de acuerdo con la tabla que publica la ARCA, disponible en <http://biblioteca.afip.gob.ar/cuadroslegislativos/cuadroLegislativo.aspx?i=5>.

Los montos fijos por litros son ajustados trimestralmente conforme al IPC, sin embargo, en varias oportunidades el Poder Ejecutivo Nacional ha modificado mediante decretos reglamentarios la fecha de vigencia de tales aumentos.

El impuesto forma parte del monto total facturado al momento de la primera venta; el contribuyente debe pagar estos impuestos sobre los combustibles mensualmente comercializados.

Las exenciones contempladas por dicho gravamen son: (i) exportaciones, (ii) ventas de nafta en la Región Patagónica, (iii) ventas de combustibles que serán usados como materia prima para otros combustibles imponentes, y (iv) ventas de biocombustibles. En cuanto al gasoil, diésel y kerosene dentro de la Región Patagónica se encuentran alcanzados por un impuesto diferencial.

### *Regalías*

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación tienen la obligación de pagar regalías a la provincia en la que se producen el petróleo crudo y el gas natural.

Las regalías se calculan sobre el volumen total de la producción de crudo en estado comercial y los volúmenes de gas natural inyectados. Las regalías se gravan a una alícuota del 12% y existe un 3% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas, hasta un máximo del 18%.

El valor a boca de pozo se calcula sobre el volumen y el precio de venta del crudo y del gas producido, menos costos de tratamiento, transporte, almacenamiento y otras deducciones. Para mayor información véase “Marco Regulatorio— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina” en este Suplemento.

El cargo por regalías aplicado en la Argentina se contabiliza como costo de producción. Con arreglo a la Ley de Hidrocarburos, todo el petróleo crudo y el gas natural producidos por el titular de un permiso de exploración con anterioridad al otorgamiento de una concesión de explotación están sujetos a un pago de

una regalía del 15%. Para mayor información véase “*Marco Regulatorio— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Suplemento.

#### *Derechos de Exportación*

El Artículo 52 de la Ley de Solidaridad establece, entre otras cuestiones, que las alícuotas de los derechos de exportación de hidrocarburos y productos de minería no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*). El Poder Ejecutivo Nacional podrá fijar alícuotas inferiores, según lo establecido en dicha normativa. Para mayor información véase “*Marco Regulatorio— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Suplemento.



## DESTINO DE LOS FONDOS

La Emisora estima que los fondos netos derivados de la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables serán de aproximadamente US\$396.016.800 (asumiendo una colocación por un valor nominal de US\$400.000.000), luego del pago de comisiones a los Compradores Iniciales y a los Colocadores Locales y otros gastos, comisiones y honorarios relacionados con la Oferta, colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, a efectivizarse con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación. Para más información, véase “*Gastos de Emisión de las Obligaciones Negociables*” en el presente.

De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, y las demás regulaciones aplicables vigentes en la Argentina, la Emisora empleará el producido neto proveniente de la Oferta, colocación y emisión de las Obligaciones Negociables para:

- inversiones en exploración y desarrollo de activos en la Argentina, incluyendo en bienes de capital, y otros activos tangibles y servicios para la perforación, fractura, estimulación, producción, tratamiento, reparación y transporte de petróleo crudo y gas natural;
- el repago de deudas existentes, incluyendo, sin limitación, las mencionadas en la sección “*Información de la Garante—Liquidez y Recursos de Capital—Deuda Financiera*” del presente Suplemento;
- financiar el plan de inversiones de la Emisora para la expansión, adquisición, construcción y/o mejoras de activos utilizados en su proceso de refinación de petróleo crudo, y mejoras en la red de distribución de productos refinados en la Argentina;
- la adquisición de participaciones sociales o fondos de comercio y/o financiamiento del giro comercial de su negocio en la Argentina; y/o
- la integración de capital de trabajo en el país, entendiéndose como tal el activo corriente menos el pasivo corriente, incluyendo, el pago a proveedores por insumos y/o servicios prestados, y el pago de otros pasivos operativos corrientes u otro endeudamiento corriente, incluyendo el pago impuestos y de remuneraciones a empleados.

La Emisora podrá asignar hasta el 100% de los fondos netos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a cualquiera de los destinos informados precedentemente, o bien para financiar más de uno de dichos destinos, a elección de la Emisora. La Emisora utilizará los fondos netos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables antes de la Fecha de Vencimiento (excepto por aquellos fondos netos que la Emisora pudiera asignar a financiar la integración de capital de trabajo en el país, los cuales serán aplicados dentro del plazo de un año contado desde la Fecha de Emisión y Liquidación).

El destino y la asignación de los fondos obtenidos estarán influenciados por diversos factores ajenos al control de la Emisora, incluyendo las condiciones económicas y del mercado financiero. Cualquier cambio de estos u otros factores podría hacer necesario o conveniente que la Emisora revise, a discreción, los propósitos para el destino de los fondos netos obtenidos con la emisión. En consecuencia, la Emisora podría modificar el destino de fondos arriba descrito, sobre la base de su estrategia de negocios, siempre dentro de los destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables. La efectiva aplicación de los fondos será oportunamente informada y certificada a la CNV de conformidad con las Normas de la CNV.

Pendiente la aplicación de fondos de acuerdo al correspondiente plan, los mismos podrán ser invertidos transitoriamente en valores negociables públicos y otras colocaciones a corto plazo, cuyas aplicaciones transitorias no podrán exceder del plazo establecido en el Inciso 4 del Artículo 15, Sección III, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV.

## **GASTOS DE EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES**

Los principales gastos relacionados con la oferta, colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, que estarán a cargo de la Emisora, ascienden aproximadamente a la suma de US\$3.983.200, los cuales representarían el 1% del monto total de emisión de las Obligaciones Negociables, calculados sobre un monto de emisión de US\$400.000.000, y son los siguientes: (i) comisión de colocación de los Compradores Iniciales y de los Colocadores Locales; (ii) honorarios de las agencias calificadoras de riesgo; (iii) los honorarios de los asesores legales locales e internacionales de la Emisora, del Agente Fiduciario, de los Compradores Iniciales y de los Colocadores Locales; (iv) los honorarios de los auditores de la Emisora; y (v) los aranceles a pagar a la CNV, BYMA y A3 Mercados y otros gastos (incluyendo, sin limitación, las publicaciones en medios de difusión).

Los inversores que reciban las Obligaciones Negociables no estarán obligados a pagar comisión alguna, excepto que, si un inversor realiza la operación a través de su corredor, operador, banco comercial, compañía fiduciaria u otra entidad, puede ocurrir que dicho inversor deba pagar comisiones a dichas entidades, las cuales serán de su exclusiva responsabilidad.

### **CALIFICACIÓN DE RIESGO**

Las Obligaciones Negociables no cuentan con calificación de riesgo local. A nivel internacional, la calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables será oportunamente informada, de existir, a través de un aviso complementario a este Suplemento.

Tal calificación de riesgo podría ser modificada, suspendida o revocada en cualquier momento. La calificación de riesgo en ningún caso constituye una recomendación para comprar, mantener o vender las Obligaciones Negociables.

## **CONTRATO DE COLOCACIÓN**

Véase la sección “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento.

## INFORMACIÓN DE LA GARANTE

*La información incluida en la presente sección del Suplemento corresponde a información interna de la Compañía, y es incluida en el presente exclusivamente a los efectos de mantener consistencia con el prospecto (offering memorandum), redactado en idioma inglés para la Oferta Internacional.*

### **Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera de Pan American**

#### ***Panorama General***

Los resultados de las operaciones de la Garante se ven afectados principalmente por los siguientes factores:

- el volumen de petróleo crudo y gas natural y productos refinados que la Garante produce y vende;
- los precios locales, regionales e internacionales del petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados y, en un menor alcance, los precios de la energía a medida que expandimos nuestro negocio de energías renovables;
- la demanda de petróleo crudo y productos refinados tanto en los mercados locales como internacionales y la demanda de gas natural en el mercado local, y en menor medida, en los mercados regionales;
- las reglamentaciones y acuerdos que impactan en las estrategias de precio de la Garante, incluyendo restricciones de precio locales;
- derechos y restricciones a la exportación impuestas por el gobierno argentino, incluyendo restricciones a la exportación y requisitos de abastecimiento local;
- programas compensatorios y de estímulo del gobierno;
- el costo de las operaciones de la Garante;
- el costo de las inversiones de capital de la Garante y la disponibilidad y el costo de financiamiento;
- el tipo de cambio Dólar Estadounidense / peso;
- la inflación;
- las huelgas laborales y otras formas de protesta pública en la Argentina;
- paradas planificadas o no planificadas en nuestra refinería y en nuestros activos de petróleo crudo y gas natural;
- la dependencia de la red de infraestructura y logística utilizada para entregar sus productos;
- los impuestos;
- las tasas de interés;
- los controles cambiarios y de capital, y
- las modificaciones a otras leyes o reglamentaciones que afectan las operaciones de la Garante, incluyendo cuestiones ambientales.

#### **Presentación de Información Financiera**

El siguiente análisis se basa en los Estados Financieros Consolidados de Pan American, los cuales fueron confeccionados en Dólares Estadounidenses y de conformidad con los Principios Contables Generalmente Aceptados (“PCGA”) de los Estados Unidos de América.

En la actualidad, la Garante realiza su actividad principalmente de acuerdo con los siguientes segmentos: (i) segmento *upstream*, que consiste principalmente en la actividad de exploración y producción de la Garante; (ii) segmento *downstream*, que consiste principalmente en actividades de refinación y distribución y comercialización de la Garante; y (iii) otros, que incluyen la minería y la generación de energía.

Debido a que los estados financieros de la Sucursal se presentan de conformidad con las NIIF en pesos argentinos y reflejan solamente una porción de los activos, pasivos, patrimonio de los miembros y resultados de operaciones consolidados de Pan American que se reflejan en los Estados Financieros Consolidados de Pan American, los estados financieros de la Sucursal no han sido incluidos en este

Suplemento. Los estados financieros de la Sucursal se encuentran disponibles en español en el Sitio *Web* de la CNV y no se incluyen por referencia, ni de otro modo en el presente Suplemento. Los resultados de las operaciones presentados para la Sucursal en los mismos no son comparables con los resultados de las operaciones de Pan American previstos en este Suplemento.

***Cierta información financiera de la Garante que no ha sido preparada de acuerdo con los PCGA***

Este Suplemento contiene determinada información financiera que no ha sido preparada de conformidad con los PCGA. Dicha información financiera que no es preparada ni presentada de conformidad con los PCGA se presenta exclusivamente como información complementaria de aquella información financiera preparada y presentada de conformidad con los PCGA. La gerencia de la Garante utiliza los siguientes indicadores que no han sido preparados de acuerdo con los PCGA como indicadores adicionales para evaluar el desempeño de su negocio:

- **EBITDA Ajustado** no es un indicador definido ni presentado de conformidad con los PCGA y no debe considerarse como un sustituto del resultado operativo ni del resultado neto, los cuales se determinan y preparan de conformidad con los PCGA. La Garante incluye al EBITDA Ajustado en el presente Suplemento, ya que lo considera un indicador del desempeño de su negocio. La Garante define el EBITDA Ajustado como el resultado neto o la pérdida neta del período, ajustado mediante la adición o deducción, según corresponda, de los siguientes conceptos: (i) depreciaciones, reducciones y amortizaciones; (ii) gastos de exploración de hidrocarburos; (iii) deterioro del valor de activos a largo plazo; (iv) gastos devengados en relación con la obligación de retiro de activos; (v) beneficio o gasto por impuesto a las ganancias; (vi) gastos financieros por intereses; (vii) otros resultados financieros, netos; (viii) otros gastos; (ix) ingresos financieros por intereses; y (x) otros ingresos (excluidos aquellos provenientes del “Programa de Incremento Exportador”, según se describe en la nota al pie (1) del cuadro “Conciliación del Resultado Neto (Pérdida) con EBITDA Ajustado”. El EBITDA Ajustado no es ni debe considerarse como un sustituto del resultado integral, del flujo de efectivo generado por las actividades operativas ni de otras medidas de desempeño financiero o liquidez determinadas de conformidad con los PCGA. Dado que el EBITDA Ajustado no es una medida definida conforme a los PCGA y que no todas las compañías lo calculan de la misma manera, el EBITDA Ajustado presentado por la Garante podría no ser comparable con medidas similares presentadas por otras compañías. Asimismo, la definición de EBITDA Ajustado utilizada en este Suplemento puede diferir de aquella utilizada a los fines del cálculo de los compromisos financieros (*covenants*) descriptos en la sección “*Oferta de las Obligaciones Negociables— b) Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables.*”
- **Deuda Financiera Total** se define como el monto total de capital e intereses devengados e impagos, a la fecha de determinación correspondiente, respecto de la deuda financiera de corto y largo plazo y de las obligaciones negociables y otros valores negociables en circulación, neto de los costos de emisión de deuda y de la prima de emisión. La Deuda Financiera Total representa las obligaciones financieras que devengan intereses de la Garante.
- **Deuda Financiera Neta** se define como la Deuda Financiera Total menos el efectivo y equivalentes de efectivo y las inversiones corrientes. La Deuda Financiera Neta refleja la posición de endeudamiento neto de la Garante, luego de considerar los recursos de liquidez disponibles.
- **Capitalización Total** se define como la suma de la Deuda Financiera Total más el patrimonio neto. La Capitalización Total refleja la estructura total de capital de la Garante.
- **Gasto Financiero por Intereses Ajustado** se define como el gasto financiero por intereses correspondiente al período considerado, incluyendo intereses capitalizados, neto del efecto de las ganancias o pérdidas por diferencias de cambio asociadas a deuda denominada en pesos. El Gasto Financiero por Intereses Ajustado permite reflejar el costo subyacente de los intereses de la Garante, incluyendo el impacto de las variaciones cambiarias.
- **EBITDA Ajustado de los Últimos Doce Meses** se define como el EBITDA Ajustado correspondiente a los últimos doce meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, calculado como la suma del EBITDA Ajustado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y el EBITDA Ajustado correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, menos el EBITDA Ajustado correspondiente al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024. La Garante incluye al EBITDA Ajustado de los Últimos Doce Meses porque considera que es un indicador del desempeño de su negocio durante el período de doce meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

- **Ratio de Deuda Financiera Total sobre Capitalización Total** se define como la Deuda Financiera Total dividida por la Capitalización Total. La Garante utiliza este ratio para medir su nivel de apalancamiento financiero.
- **Ratio de Deuda Financiera Neta sobre Capitalización Total** se define como la Deuda Financiera Neta dividida por la Capitalización Total. La Garante utiliza este ratio para medir su nivel de apalancamiento financiero neto de los recursos de liquidez disponibles.
- **Ratio de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado** se define como la Deuda Financiera Neta dividida por el EBITDA Ajustado. La Garante utiliza este ratio para medir su nivel de apalancamiento financiero neto en relación con el EBITDA Ajustado.
- **Ratio de EBITDA Ajustado sobre Gasto Financiero por Intereses Ajustado** se define como el EBITDA Ajustado dividido por el Gasto Financiero por Intereses Ajustado. La Garante utiliza este ratio para reflejar su capacidad de atender el pago de intereses.

## Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones

### Condiciones Macroeconómicas en la Argentina

Debido a que sustancialmente todas las operaciones, instalaciones y clientes de la Garante están ubicados en la Argentina, la Garante se ve afectada por condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio. Históricamente la Garante ha operado en la Argentina, aunque también tiene operaciones en otros países de América Latina, principalmente, en Bolivia, México y Brasil. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, aproximadamente el 92% de la producción de petróleo crudo y el 86% de la producción de gas de la Garante se derivaron de sus operaciones en la Argentina, y el resto se originó en Bolivia y México. A la fecha de este Suplemento, la superficie neta de exploración de Pan American asciende a aproximadamente 6,1 millones de acres, sustancialmente toda ella ubicada en la Argentina. La volatilidad de la economía argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido, y se espera que sigan teniendo, un impacto significativo en el negocio de Pan American en la Argentina. La siguiente tabla establece indicadores económicos clave en la Argentina durante los períodos indicados:

	2022	2023	2024	Al 30 de septiembre de 2025
<b>Actividad Económica</b>				
PBI Real (pesos de 2004) (% variación) .....	5,0%	(1,6%)	(1,7%)	N/A
	725,81	714,46		N/A
PBI Real (en mil millones de pesos constantes de 2004) .....	0	4	702,181	
Inversión Nacional Bruta Real (pesos de 2004) (% variación) como% del PBI .....	11,2%	(2,0%)	(17,4%)	N/A
<b>Índices de Precio e Información del Tipo de Cambio</b>				
IPC (medido por el INDEC) (% variación) .....	94,8%	211,4%	117,8%	22,0%
IPM (% variación) .....	94,8%	276,4%	67,1%	20,0%
			1.032,5	1.366,58
Tipo de cambio nominal <sup>(1)</sup> (en Ps./US\$ al cierre del período) .....	177,13	808,48	0	

Fuentes: BCRA e INDEC.

Notas:

(1) Tipos de cambio de referencia mayoristas publicados por el BCRA (Comunicación “A” 3500).

### Medidas adoptadas por el actual gobierno nacional

El actual Presidente de la Argentina asumió el cargo el 10 de diciembre de 2023, sin mayoría en ninguna de las cámaras del Congreso Nacional. Desde el inicio de su mandato, el actual gobierno anunció e implementó varias reformas de política pública con el apoyo de otros partidos políticos. El 26 de octubre de 2025, se llevaron a cabo las elecciones legislativas de medio término para elegir a la mitad de los miembros de la Cámara de Diputados y a un tercio de los miembros del Senado. La Libertad Avanza, el partido gobernante, obtuvo aproximadamente el 40,7% de los votos para la Cámara de Diputados y aproximadamente el 42,0% para el Senado, mientras que la principal coalición opositora, Fuerza Patria, obtuvo aproximadamente el 31,7% de los votos para la Cámara de Diputados y aproximadamente el 28,4% para el Senado. Como resultado, la nueva composición del Congreso de la Nación refleja un fortalecimiento de la presencia del partido del Presidente Milei, aunque aún requerirá del apoyo de otras fuerzas políticas para implementar su agenda política.

### Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023

El Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 (“**Decreto 70**”), que entró en vigencia el 29 de diciembre de 2023, introdujo reformas significativas en varios regímenes regulatorios. Las principales reformas se enfocaron en tres ejes principales:

- se declara la emergencia en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025;
- se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y
- la reinserción de la Argentina en el comercio mundial.

Mediante el Decreto 70 se modificaron diversos artículos del CCCN con el fin de reforzar el principio de libertad contractual y reforzar la exigibilidad de estipulaciones que prevén el pago en moneda extranjera, entre ellos los siguientes:

- Los artículos 765 y 766 del CCCN, relativos a las obligaciones de dar dinero, estableciendo que: (i) el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no la moneda de curso legal, y (ii) los jueces no pueden modificar la forma de pago ni la moneda pactada por las partes;
- El artículo 958 del CCCN, relativo al principio de "libertad contractual", estableciendo que (i) las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido, dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes expresada en el contrato, aunque la ley no lo determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa, y siempre con interpretación restrictiva; y
- El artículo 960 del CCCN, estableciendo que los jueces no tienen facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a solicitud de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

También se realizaron reformas, entre otras, a regulaciones en materia laboral, de comercio internacional, bioeconomía, minería y energía, así como regulaciones relacionadas con la industria de la aviación, la industria de la salud, la industria de la comunicación y el turismo. Asimismo, el Decreto 70 facultó a la Secretaría de Energía para modificar la estructura de subsidios existentes con el fin de garantizar que los usuarios finales tengan acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural.

El 14 de marzo de 2024, el Senado de la Nación rechazó el Decreto 70. Si la Cámara de Diputados de la Nación también rechaza el Decreto 70, el decreto quedará sin efecto. Contrariamente, si la Cámara de Diputados de la Nación no rechaza el Decreto 70, este permanecerá vigente, a pesar de haber sido rechazado por el Senado.

El Decreto 70 también podría estar sujeto a revisión judicial. Desde su adopción, los tribunales han emitido pronunciamientos que suspenden la aplicación de ciertas disposiciones del Decreto 70, por ejemplo, en cuestiones laborales.

La Garante no puede asegurar que el Decreto 70 permanecerá en vigencia ni si la actual administración emitirá o no nuevos decretos de necesidad y urgencia que puedan afectar sus negocios.

#### *Resolución 357/2025 de la Secretaría de Industria y Comercio*

La Resolución 357/2025, emitida por la Secretaría de Industria y Comercio marcó un paso significativo hacia una profunda desregulación de la política comercial argentina. Con su entrada en vigencia el 25 de septiembre 2025, la resolución elimina 71 reglamentaciones obsoletas vinculadas a leyes derogadas, como la Ley de Abastecimiento, la Ley de Góndolas, y el Servicio de Conciliación Previa en las Relaciones de Consumo (COPREC). La medida se alinea con la Ley de Bases y el Decreto 70, y tiene como objetivo simplificar y modernizar el marco regulatorio.

Dicha resolución suprime normas relacionadas con controles de precios, regímenes informativos obligatorios y regulaciones sobre exhibición en góndolas de supermercados, reduciendo cargas burocráticas.

#### *Negociaciones con el FMI*

El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino y el FMI suscribieron un acuerdo para refinanciar más de US\$40.000 millones de la deuda contraída en 2018, en virtud del cual la Argentina se comprometió a reducir



el gasto público y los subsidios, con especial foco en el sector energético. Entre 2022 y 2024, se realizaron ocho revisiones del acuerdo, que permitieron a la Argentina acceder a desembolsos por US\$13.000 millones. A su vez, el gobierno argentino estableció un plan de estabilización económica centrado principalmente en desarrollar un ancla fiscal sólida y un conjunto de políticas económicas destinadas a frenar la inflación, fortalecer las reservas y eliminar los obstáculos al crecimiento de largo plazo del país.

Además, en abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un programa de facilidades extendidas (*Extended Fund Facility* o EFF) a 48 meses, por un monto total de US\$20.000 millones, con un desembolso inmediato de US\$12.000 millones. En julio de 2025, se aprobó un desembolso adicional de aproximadamente US\$2.000 millones.

El FMI realiza revisiones periódicas para evaluar si la Argentina cumple con los criterios cuantitativos de desempeño. Al 30 de septiembre de 2025, la deuda pendiente de la Argentina con el FMI ascendía a aproximadamente US\$57.000 millones.

#### *Acuerdo para la Estabilización del Tipo de Cambio*

El 20 de octubre de 2025, el Banco Central anunció la celebración de un acuerdo para la estabilización del tipo de cambio con el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, por hasta US\$20.000 millones. El objetivo del acuerdo es contribuir a la estabilidad macroeconómica de la Argentina, con especial énfasis en preservar la estabilidad de precios y promover un crecimiento económico sostenible. El acuerdo establece los términos y condiciones para la implementación de operaciones bilaterales de swap de monedas entre ambas partes. Estas operaciones buscan permitir que el Banco Central amplíe su conjunto de instrumentos de política monetaria y cambiaria, incluida la liquidez de sus reservas internacionales. Este acuerdo forma parte de una estrategia integral destinada a reforzar la política monetaria y cambiaria de la Argentina— incluida la liquidez de sus reservas internacionales— y a contribuir a la estabilidad macroeconómica del país, al fortalecer la capacidad del Banco Central para responder ante condiciones que puedan generar volatilidad en el mercado cambiario y de capitales.

#### ***Inflación***

Históricamente, la Argentina ha experimentado períodos con altas tasas de inflación, que han socavado sustancialmente a la economía y la capacidad del gobierno de estimular el crecimiento económico, y han afectado y continuarán afectando los resultados de las operaciones de la Garante. Para información sobre la inflación de 2019 al 2024, véase la tabla sobre indicadores económicos clave más arriba.

Un aumento sustancial en la inflación, por encima de la depreciación del peso, impacta en los resultados de las operaciones de la Garante dado que una parte sustancial de sus costos está denominada en pesos y sujeta a los efectos de la inflación argentina, y debido a que los precios y volúmenes de ventas de sus productos en el mercado local podría no compensar el aumento resultante en los costos.

#### ***Fluctuaciones del Tipo de Cambio***

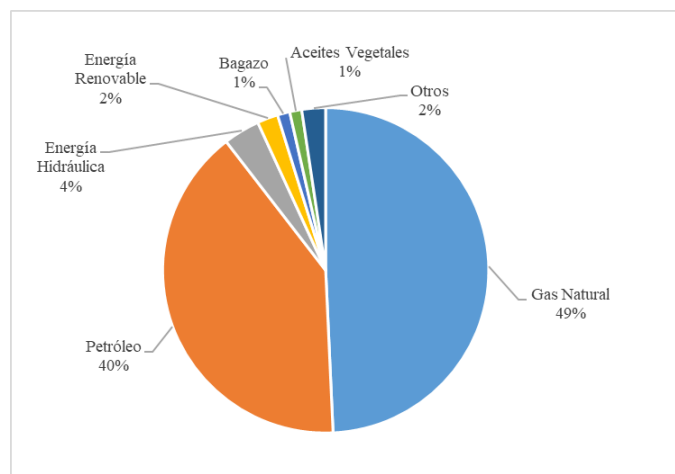
Los resultados de las operaciones de la Garante han sido afectados y seguirán siendo afectados por la fluctuación del valor del peso con respecto al Dólar Estadounidense y otras monedas. La depreciación del peso generalmente resulta en menores costos en Dólares Estadounidenses; no obstante, el efecto podría ser compensado por una mayor inflación en la Argentina. Para información sobre las fluctuaciones del peso, véase “Tipos de Cambio y Controles de Cambio”.

Una parte sustancial de los ingresos de Pan American deriva de las ventas de petróleo crudo y gas natural, las cuales están principalmente denominadas en, o vinculadas a, Dólares Estadounidenses, si bien los precios y volúmenes de venta de los productos de la Garante en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una porción sustancial de los costos de Pan American está denominada en pesos, si bien otras salidas de efectivo, tales como una porción sustancial de los gastos de capital y la mayor parte de la deuda de Pan American, están denominadas en Dólares Estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

#### **Sector de petróleo y gas de la Argentina**

##### ***Reservas y producción de petróleo y gas***

El gas natural y el petróleo crudo constituyen las principales fuentes de energía en la mezcla de energía primaria argentina. El siguiente cuadro ilustra su participación al 31 de diciembre de 2024:



Fuente: Secretaría de Energía

### Gas Natural

Durante 2024, la producción bruta total de gas natural ascendió aproximadamente a 139 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que representó un incremento del 5,4% y del 4,6% respecto del volumen producido en 2022 y 2023, respectivamente. Esto se debió principalmente al continuo incremento de la producción en la cuenca Neuquina, como resultado del desarrollo de reservas de gas no convencional en el área.

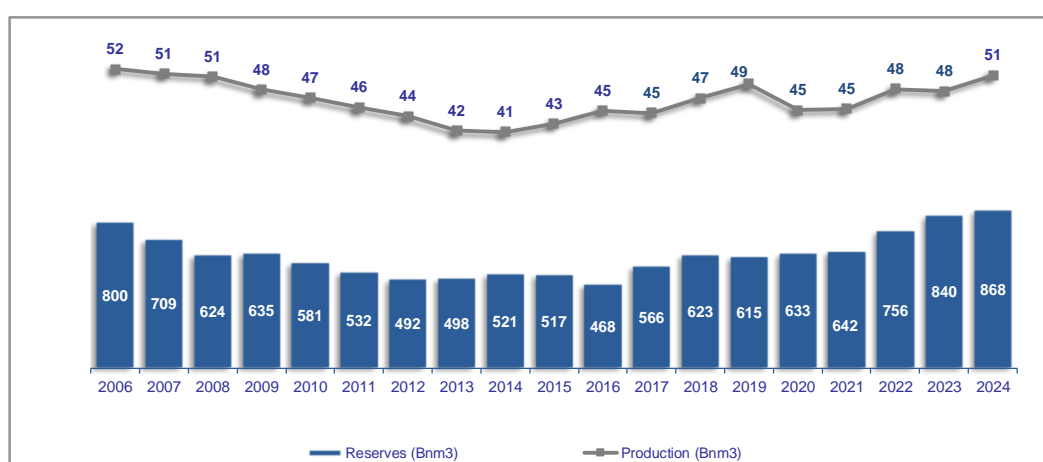
Con respecto a las importaciones de gas natural por el Estado argentino, el abastecimiento principalmente desde Bolivia alcanzó un promedio de 3,5 millones m<sup>3</sup>/d en 2024; menor a los 6,2 millones m<sup>3</sup>/d en 2023 y los 10,5 millones m<sup>3</sup>/d en 2022. Adicionalmente, en 2024 se exportaron 4,2 millones de m<sup>3</sup>/d de gas natural, por debajo de los 4,4 millones de m<sup>3</sup>/d exportados en 2023 y de los 5,3 millones de m<sup>3</sup>/d exportados en 2022.

En base a la última información anual publicada por la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las reservas de gas natural totales dentro de la Argentina alcanzaban 868.296 y 839.778 millones de m<sup>3</sup>, respectivamente, de las cuales un 60% y 56% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y las reservas de gas natural en la Argentina entre 2006 y 2024:

### Evolución de la Producción y Reservas de Gas Natural

2006-2024



Fuente: Fuente: IAPG – SE (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Suplemento).

Nota: “Reserves and Resources” significa “Reservas y Recursos”. “Production” significa “Producción”.

### Petróleo Crudo

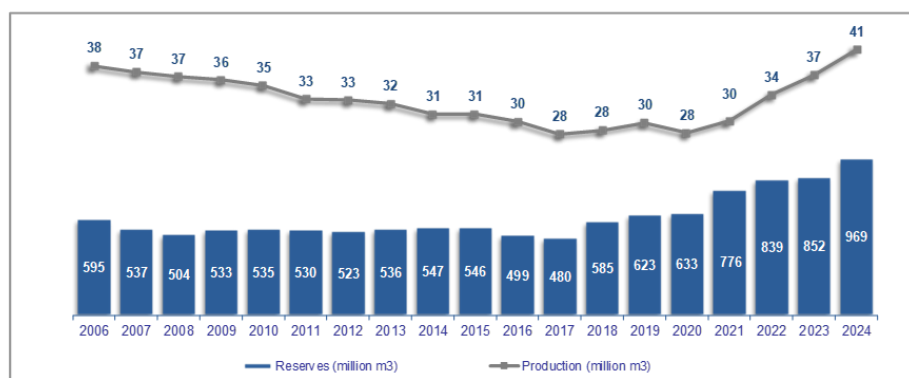
En 2024, la producción total de petróleo crudo ascendió a 111.702 m<sup>3</sup>/día, lo que representa un aumento del 10,6% comparado con el volumen producido en 2023 (101.008 m<sup>3</sup>/d) y un incremento de 20,6% comparado con el volumen producido en 2022 (92.637 m<sup>3</sup>/día).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las reservas de petróleo crudo totales dentro del país alcanzaban 968.788 miles de m<sup>3</sup> y 851.983 miles de m<sup>3</sup>, de las cuales 49% y 54% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y las reservas de petróleo crudo en la Argentina entre 2006 y 2024:

#### Evolución de la Producción y Reservas de Petróleo

2006- 2024



Nota: “*Reserves and Resources*” significa “Reservas y Recursos”. “*Production*” significa “Producción”.

Fuente: IAPG – SE (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Suplemento).

### Regulación

La industria del petróleo crudo y del gas argentino ha estado y sigue estando sujeta a ciertas políticas y reglamentaciones que han provocado que los precios internos difieran de los precios vigentes en el mercado internacional y en los mercados regionales. Debido a que los precios del petróleo crudo han fluctuado significativamente, los precios internacionales del petróleo crudo argentino han sido, en ocasiones, significativamente inferiores o superiores a los precios internacionales. En el caso del gas natural, el mercado argentino está segmentado y el mercado residencial, en particular, está significativamente por debajo de los precios regionales. Algunas de estas limitaciones de precio pueden verse afectadas también por acontecimientos en la Argentina, incluyendo los efectos de fluctuaciones en los tipos de cambio e inflación.

Los requisitos de abastecimiento local y las restricciones a la exportación han sido algunas de las políticas utilizadas por el gobierno argentino para impulsar a los productores de petróleo crudo y gas natural nacionales a desviar los suministros de los mercados de exportación o industriales para subsidiar a clientes locales, en particular, en mercados minoristas o residenciales. Asimismo, el gobierno argentino ha impuesto en el pasado tributos significativos sobre las exportaciones de petróleo crudo, que resultaron en menores márgenes de ganancia para Pan American y otras compañías de petróleo y gas argentinas.

Por otro lado, el gobierno argentino ha creado ciertos programas en el sector del petróleo y gas, que han procurado estimular la inversión en el sector así como compensar a las compañías de petróleo y gas por algunas de estas limitaciones de precio. Entre estos programas, se incluyen Petróleo Plus, Oil Plus, Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo y el Programa de Estímulo al Gas Natural, que ofrecen beneficios financieros a compañías que cumplen ciertas condiciones en la industria del petróleo y gas en la Argentina. Para más información sobre regulación argentina, véase “Cuestiones Regulatorias”. Estos programas pueden tener un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de la Garante para cualquier período particular. Para más información, véase la nota 24 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de Pan American.

## Precios y Mix de Productos de la Garante

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo crudo y gas natural de la Garante correspondiente a cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Petróleo (mmbbl/d).....	118,2	115,0	112,6	112,4	112,2
Gas <sup>(1)</sup> (mmcf).....	727,3	726,8	725,5	730,3	713,8
Total <sup>(2)</sup> (mboe) .....	243,6	240,3	237,7	238,3	235,3

- (1) La producción diaria neta promedio de gas incluye el gas producido y utilizado como combustible en las operaciones.  
(2) En función de una tasa de conversión de un barril de petróleo crudo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas.

La tabla incluida a continuación muestra el promedio de precios de petróleo crudo y gas natural realizados de Pan American para cada uno de los períodos indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2023	2024
Precio promedio del petróleo (US\$ por bbl).....	77,38	65,12	70,93
Precio promedio del gas (US\$ por mcf) .....	4,10	3,67	3,42

La tabla incluida a continuación muestra el precio internacional del petróleo crudo Brent y el promedio de los precios de petróleo crudo Escalante recibidos por Pan American en los mercados local e internacional para los períodos indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Brent (US\$ por bbl) <sup>(1)</sup> .....	99,0	82,2	79,9	81,8	69,9
Escalante FOB (US\$ por bbl) <sup>(2)</sup> .....	96,8	79,4	77,2	79,2	67,4
Escalante Local (US\$ por bbl) <sup>(3)</sup> .....	83,9	70,8	63,7	62,4	68,0

- (1) Promedio de los precios de cierre diarios del Brent suministrados por Bloomberg.  
(2) Promedio de Platts Escalante en condición FOB Argentina (Cierre).  
(3) Precios promedio ponderado de las ventas locales de Escalante de Pan American liquidadas en condición FOB.

## Comparación de Resultados de las Operaciones

**Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 comparado con el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024**

### Introducción

La siguiente tabla presenta los resultados de las operaciones de la Garante seleccionados para los períodos finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2023.

	Período de nueve meses (no auditado) finalizado el 30 de septiembre de			
	2025	2024	Variación	
	(en millones de US\$, excepto porcentajes)			
Ingresos y otros ingresos				
Ventas y otros ingresos operativos .....	4.193,4	4.175,7	17,7	0%
Ingresos por intereses .....	78,2	48,0	30,2	63%
Otros ingresos .....	94,4	98,3	(3,9)	(4%)
Total ingresos y otros ingresos	4.366,0	4.322,0	44,0	1%
Costos y gastos				

Gastos operativos .....	(985,4)	(984,7)	(0,7)	0%
Gastos de transporte .....	(127,2)	(122,7)	(4,4)	4%
Tributos y aportes sobre la producción bruta .....	(380,2)	(423,7)	43,5	(10%)
Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones .....	(929,5)	(684,4)	(245,1)	36%
Gastos de comercialización, generales y administrativos .....	(474,9)	(511,5)	36,6	(7%)
Gastos de exploración de hidrocarburos .....	(3,9)	(2,5)	(1,4)	56%
Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos.....	(44,8)	(50,9)	6,1	(12%)
Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias .....	(142,1)	(160,2)	18,1	(11%)
Depreciación, agotamiento y amortización.....	(944,1)	(847,1)	(97,0)	11%
Cargo por intereses .....	(288,7)	(268,2)	(20,5)	8%
Otros resultados financieros netos .....	109,2	29,5	79,7	270%
Otros gastos .....	(51,0)	(29,1)	(21,8)	75%
Total costos y gastos .....	(4.262,6)	(4.055,6)	(207,0)	5%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias .</b>	<b>103,4</b>	<b>266,5</b>	<b>(163,1)</b>	<b>(61%)</b>
Impuesto a las ganancias .....	44,6	(337,2)	381,8	(113%)
<b>Resultado (pérdida) neta.....</b>	<b>148,0</b>	<b>(70,7)</b>	<b>218,8</b>	<b>(309%)</b>
Otros resultados (pérdida) integrales, netos del impuesto a las ganancias.....	3,7	(11,4)	15,1	(132%)
<b>Resultado integral.....</b>	<b>151,7</b>	<b>(82,1)</b>	<b>233,8</b>	<b>(285%)</b>
Resultados integrales atribuibles a participación no controlante en subsidiarias.....	(0,7)	(1,0)	0,2	(24%)
<b>Resultados integrales totales atribuibles a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias .....</b>	<b>150,9</b>	<b>(83,1)</b>	<b>234,1</b>	<b>(282%)</b>

Los principales factores que afectaron los resultados de las operaciones de la Garante para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024 fueron los siguientes:

- El PBI real de Argentina se contrajo un 2,1% y aumentó un 3,2% en los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente.
- El peso se depreció frente al Dólar Estadounidense en un 25,2% en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 (de Ps.1.032,00 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2024 a Ps.1.380,00 por US\$1,00 al 30 de septiembre de 2025) y en un 16,7% en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 (de Ps.808,45 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2023 a Ps.970,50 por US\$1,00 al 30 de septiembre de 2024). El tipo de cambio promedio durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 fue de Ps.1.180 por US\$1,00, comparado con Ps.888 por US\$1,00 durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024, lo que representa una variación del 33%.
- El IPC de la Argentina aumentó un 22% de diciembre de 2024 al 30 de septiembre de 2025, y en un 102% de diciembre de 2023 al 30 de septiembre de 2024. El IPC promedio durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 fue 51% superior al IPC promedio registrado en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024.
- La producción de petróleo crudo de Pan American se mantuvo estable en torno a los 112 mbbl/d durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025.
- Los precios promedio de venta de petróleo crudo producido en la Argentina a terceros disminuyeron un 13%, de US\$78,6 por bbl durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$68,0 por bbl durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.
- La producción de gas disminuyó un 2% de 730,3 mmcf/d durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a 713,8 mmcf/d durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

- El precio promedio del gas aumentó un 3% de US\$3,60 por mcf durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$3,67 por mcf durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.
- El precio promedio en Dólares Estadounidenses y el volumen de los productos refinados más importantes de la Garante disminuyeron un 8% e incrementaron un 4%, respectivamente, durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 en relación con el mismo período del ejercicio anterior.
- Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Sucursal llevó a cabo una mejora en la refinería de Campana como parte de sus programas integrales de mantenimiento (que se realizan cada varios años). Para realizar este mantenimiento, la Sucursal detuvo la refinería de Campana durante un período de 40 días durante los meses de febrero-marzo de 2025 y redimensionó ciertas actividades mediante la reducción de personal y de contratos con terceros, lo que dio lugar al pago de indemnizaciones y otros gastos.

#### *Total ingresos y otros ingresos*

El total de ingresos y otros ingresos de la Garante se incrementó un 1%, de US\$4.320 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$4.370 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

Los ingresos por ventas y otros ingresos operativos se mantuvieron estables en torno a los US\$4.180 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y US\$4.190 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

- Los ingresos provenientes de las actividades del segmento *downstream* incrementaron de US\$2.730 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$2.780 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, un incremento del 2% (con precios de destilados y gasolina en términos de Dólar Estadounidense y volúmenes disminuyendo un 8% e incrementando un 4%, respectivamente). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, se registró la venta de petróleo crudo por la suma de US\$85,5 millones, mientras que no hubo ventas de crudo en el mismo período de 2024.
- Los ingresos provenientes de las actividades del segmento *upstream* disminuyeron de US\$1.410 millones a US\$1.370 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente, una disminución del 3%, debido principalmente a una caída en los precios del crudo de México. En la Argentina, la caída del precio del crudo se vio compensada por el aumento del volumen vendido.

Los otros ingresos disminuyeron de US\$98,3 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$94,4 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y de 2025, la Garante registró US\$72,3 millones y US\$10,5 millones, respectivamente, provenientes de cobros de exportaciones ingresadas en la Argentina mediante operaciones con valores negociables, según lo exigido por las reglamentaciones nacionales que entraron en vigencia en el último trimestre de 2023. Esta disminución se vio parcialmente compensada por: (i) un aumento en la participación en las ganancias de afiliadas y la reversión de provisiones para deudores incobrables por un monto de US\$17,8 millones y US\$17,0 millones, respectivamente, durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y (ii) un incremento en otros conceptos, que incluyen principalmente la venta de activos y servicios y ciertos beneficios de IVA, los cuales representaron US\$26,0 millones y US\$39,1 millones en otros ingresos durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente.

Adicionalmente, los ingresos por intereses aumentaron de US\$48,0 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$78,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido a un mayor saldo de efectivo en pesos que fue invertido.

### *Gastos operativos*

Los gastos operativos se mantuvieron relativamente estables en US\$984,7 millones y US\$985,4 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente. Durante el primer semestre de 2025, la Garante incurrió en pagos por indemnizaciones y gastos derivados del redimensionamiento de las actividades de la Sucursal y de la consecuente reducción de personal y rescisión de contratos con terceros, así como en gastos relacionados con la parada de la refinería de Campana. Estos incrementos fueron compensados por una disminución de gastos como resultado del propio redimensionamiento y de la implementación de otras medidas de reducción de costos.

### *Gastos de transporte*

Los gastos de transporte se mantuvieron relativamente estables, registrando un aumento del 4% interanual, de US\$122,7 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$127,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

### *Tributos y aportes sobre la producción bruta*

Los tributos y aportes sobre la producción bruta disminuyeron un 10% de US\$423,7 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$380,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Esta disminución se debió principalmente a la caída de los precios del petróleo crudo a nivel internacional y local, así como a la reducción de la producción en Bolivia.

### *Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones*

Las adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones aumentaron un 36% de US\$684,4 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$929,5 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido a un incremento en las importaciones de productos refinados durante los primeros meses de 2025, con el fin de satisfacer la demanda que no pudo ser cubierta por las operaciones de la Garante como consecuencia de la parada de la refinería de Campana para llevar a cabo sus programas de mantenimiento integral.

### *Gastos de comercialización, generales y administrativos*

Los gastos de comercialización, generales y administrativos disminuyeron un 7%, de US\$511,5 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$474,9 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a la reducción de personal y a la rescisión de contratos con terceros como resultado de la parada de la refinería de Campana. Dichas disminuciones fueron compensadas, en gran parte, por pagos por indemnizaciones y otros gastos adicionales incurridos en el marco del redimensionamiento de las actividades de la Garante durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

### *Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos*

Los gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos disminuyeron un 12%, de US\$50,9 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$44,8 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido a la reducción de las obligaciones de retiro de activos vinculadas a la venta del área Piedra Clavada Koluel Kaike en octubre de 2024.

### *Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias*

Los impuestos con excepción del impuesto a las ganancias incluyen, principalmente, impuestos sobre los ingresos brutos, impuestos a los débitos y créditos, impuestos sobre transacciones y otros tributos que, en términos generales, son impuestos argentinos calculados sobre los montos facturados o sobre los montos totales debitados y acreditados en cuentas bancarias. Estos impuestos disminuyeron un 11%, de US\$160,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$142,1 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido a la eliminación del Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“**Impuesto PAIS**”) por parte del gobierno argentino en diciembre de 2024.

### *Depreciación, agotamiento y amortización*

Los costos de depreciación, agotamiento y amortización aumentaron un 11%, de US\$847,1 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$944,1 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente como resultado del cambio en los costos de depreciación, agotamiento y amortización promedio por barril equivalente del mix de producción del segmento de *upstream* (los costos de depreciación, agotamiento y amortización totales del segmento de *upstream* aumentaron de US\$704,8 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$789,3 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025). Los costos de depreciación, agotamiento y amortización del segmento *downstream* se mantuvieron relativamente estables (US\$118,1 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y US\$118,5 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025), mientras que los costos de depreciación, agotamiento y amortización del segmento de generación eólica aumentaron de US\$11,1 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$15,3 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, y los costos de depreciación, agotamiento y amortización correspondientes al área corporativa aumentaron de US\$13,1 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$21,0 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

### *Cargo por intereses*

El cargo por intereses aumentó un 8%, de US\$268,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$288,7 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Este aumento se debió principalmente al incremento de la deuda financiera entre períodos, compensado parcialmente por la disminución de la tasa de interés anual promedio argentina aplicable a deuda denominada en pesos (tasa que es significativamente más alta que la aplicable a la deuda denominada en Dólares Estadounidenses). La ganancia por diferencia de cambio relacionada con la deuda en pesos se incluye en “Otros resultados financieros netos”, que se describe a continuación.

### *Otros resultados financieros netos*

Los otros resultados financieros netos aumentaron de una ganancia de US\$29,5 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a una ganancia de US\$109,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido a los resultados de la conversión de activos y pasivos monetarios denominados en pesos argentinos a Dólares Estadounidenses, como consecuencia de la depreciación del peso frente al Dólar Estadounidense (el peso argentino se depreció frente al Dólar Estadounidense un 17% y un 25% durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente, y la ganancia asociada pasó de US\$37,4 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$91,3 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025).

### *Otros gastos*

Los otros gastos aumentaron de una pérdida de US\$29,1 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a una pérdida de US\$51,0 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, principalmente debido al incremento de gastos relacionados con la venta de bienes de uso y materiales (incluyendo cargos por obsolescencia).

### *Impuesto a las ganancias / (pérdida)*

El impuesto a las ganancias, tanto el corriente como el diferido, pasó de una pérdida de US\$337,2 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a un beneficio de US\$44,6 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Este cambio fue consecuencia principalmente de: (i) la disminución de la ganancia antes de impuestos de US\$266,5 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a US\$103,4 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025; y (ii) el efecto combinado de las diferentes tasas de depreciación del peso argentino frente al Dólar Estadounidense (17% y 25% durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente) y de la inflación en la Argentina (el IPC de la Argentina aumentó un 22% entre el 31 de diciembre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025, y un 102% entre el 31 de diciembre de 2023 y el 30 de septiembre de 2024) en la determinación del resultado impositivo en pesos



argentinos debido al ajuste integral por inflación del impuesto a las ganancias. La tasa efectiva de impuesto pasó del 127% durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 al (43%) durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Véase la Nota 13 de los Estados Financieros Condensados Consolidados Intermedios No Auditados de Pan American.

#### *Resultado neto*

El resultado neto pasó de una pérdida neta de US\$70,7 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 a una ganancia neta de US\$148,0 millones durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, como consecuencia de las variaciones mencionadas anteriormente.

#### ***Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023***

##### *Introducción*

La siguiente tabla presenta los resultados de las operaciones de la Garante seleccionados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>		<b>Variación</b>	
	<b>2024</b>	<b>2023</b>		
	(en millones de US\$, excepto porcentajes)			
<b>Ingresos y otros ingresos</b>				
Ventas y otros ingresos operativos...	5.555,3	5.534,3	21,0	0%
Ingresos por intereses .....	70,2	101,3	(31,1)	(31%)
Otros ingresos .....	201,7	280,0	(78,3)	(28%)
Total ingresos y otros ingresos	5.827,2	5.915,6	(88,4)	(1%)
<b>Costos y Gastos</b>				
Gastos operativos .....	(1.375,9)	(1.241,6)	(134,3)	11%
Gastos de transporte .....	(163,9)	(160,6)	(3,3)	2%
Tributos y aportes sobre la producción bruta .....	(559,3)	(582,8)	23,5	(4%)
Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones .....	(946,6)	(911,1)	(35,5)	4%
Gastos de comercialización, generales y administrativos .....	(722,4)	(581,5)	(140,9)	24%
Gastos de exploración de hidrocarburos .....	(4,9)	(3,4)	(1,5)	43%
Deterioro de activos a largo plazo....	-	(103,5)	103,5	NS
Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos .....	(65,9)	(63,4)	(2,5)	4%
Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias .....	(216,0)	(177,4)	(38,7)	22%
Depreciación, agotamiento y amortización .....	(1.157,0)	(1.077,9)	(79,1)	7%
Cargo por intereses .....	(369,6)	(576,3)	206,7	(36%)
Otros resultados financieros .....	20,5	494,3	(473,8)	(96%)
Otros gastos .....	(117,5)	(32,3)	(85,2)	264%
Total costos y gastos .....	(5.678,6)	(5.017,6)	(661,0)	13%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b> .....	<b>148,6</b>	<b>898,1</b>	<b>(749,4)</b>	<b>(83%)</b>
Impuesto a las ganancias .....	(374,7)	300,0	(674,7)	NS
<b>Resultado (pérdida) neto</b> .....	<b>(226,1)</b>	<b>1.198,1</b>	<b>(1.424,2)</b>	<b>NS</b>
Resultado neto atribuible a participación no controlante en subsidiarias .....	<b>(1,4)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>1,1</b>	<b>(43%)</b>
Resultado (pérdida) neto atribuible Pan American Energy, S.L. y sus subsidiarias .....	<b>(227,5)</b>	<b>1.195,6</b>	<b>(1.423,1)</b>	<b>NS</b>
Resultado (pérdida) neto .....	<b>(226,1)</b>	<b>1.198,1</b>	<b>(1.424,2)</b>	<b>NS</b>
Otros resultados (pérdida) integrales, netos del impuesto a las ganancias .....	(23,3)	15,9	(39,2)	NS
<b>Resultado integral (pérdida)</b> .....	<b>(249,4)</b>	<b>1.214,0</b>	<b>(1.463,3)</b>	<b>NS</b>

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación	
	2024	2023		
	(en millones de US\$, excepto porcentajes)			
Resultados integrales atribuibles a participación no controlante en subsidiarias .....	(1,4)	(2,5)	1,1	(43%)
Resultados integrales (pérdida) totales atribuibles a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias .....	(250,8)	1.211,5	(1.462,3)	NS

“NS” significa no significativo

Los principales factores que afectaron los resultados de las operaciones de la Garante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fueron los siguientes:

- El PBI de Argentina se contrajo aproximadamente un 1,7% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con una disminución del 1,6% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, el peso se depreció frente al Dólar Estadounidense en un 21,7%, de Ps.808,45 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2023 a Ps.1.032,2 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2024. La Garante experimentó un incremento en los costos en pesos expresados en Dólares Estadounidenses durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido a que el incremento de los costos en pesos entre ambos ejercicios tiende a ser superior a la variación de la cotización del Dólar Estadounidense en pesos. El tipo de cambio promedio durante el 2024 fue de Ps.916,30 por US\$1,00 comparado con Ps.296,50 por US\$1,00 durante 2023, una variación del 208,9%.
- El IPC aumentó un 117,8% en 2024, comparado con un incremento del 211,4% durante 2023. El IPC promedio en 2024 fue un 219,5% superior al IPC promedio de 2023.
- La producción de petróleo crudo de Pan American disminuyó un 2%, de 115,0 mbbbl/d en 2023 a 112,6 mbbbl/d en 2024.
- Los precios promedio de venta de petróleo crudo producido en la Argentina disminuyeron un 1%, de US\$77,0 por bbl en 2023 a US\$76,1 por bbl en 2024.
- El precio promedio del gas disminuyó un 7% de US\$3,67 por mcf en 2023 a US\$3,42 por mcf en 2024.

#### *Total ingresos y otros ingresos*

El total de ingresos y otros ingresos de la Garante disminuyó un 1%, de US\$5.920 millones en 2023 a US\$5.830 millones en 2024.

Las ventas y otros ingresos operativos se mantuvieron relativamente estables (US\$5.530 millones en 2023 y US\$5.560 millones en 2024):

- los ingresos del segmento *downstream* disminuyeron un 1%, de US\$3.710 millones en 2023 a US\$3.690 millones en 2024, con precios del gasoil y la gasolina en términos de Dólares Estadounidenses y volúmenes que aumentaron un 2% y se mantuvieron estables, respectivamente. En 2023, el segmento *downstream* exportó petróleo crudo por US\$35,0 millones, mientras que en 2024 no realizó exportaciones de crudo; y
- los ingresos del segmento *upstream* se mantuvieron estables en US\$1.820 millones en 2023 y 2024. En la Argentina, los ingresos del segmento *upstream* provenientes de terceros aumentaron un 7%, de US\$1.210 millones en 2023 a US\$1.300 millones en 2024, principalmente como consecuencia del incremento en los volúmenes de petróleo crudo y gas natural vendidos en el país. En México y Bolivia, los ingresos del segmento *upstream* fueron de US\$610 millones en 2023 y US\$530 millones en 2024, lo que representa una disminución del 13%, atribuible principalmente a la caída en los volúmenes de producción y compras de petróleo crudo y gas natural en esos países.

Los ingresos por intereses disminuyeron de US\$101,3 millones en 2023 a US\$70,2 millones en 2024, es decir, un 31%, debido principalmente a la reducción de las tasas de interés en pesos argentinos.

Otros ingresos disminuyeron de US\$280,0 millones en 2023 a US\$201,7 millones en 2024, o un 28%. En 2023 y 2024, la Garante registró US\$147,2 millones y US\$84,0 millones, respectivamente, provenientes de la liquidación en pesos de exportaciones mediante operaciones con valores negociables, conforme a la normativa argentina vigente desde el último trimestre de 2023. En 2024, la venta del área Piedra Clavada Koluel Kaike generó una ganancia de US\$87,5 millones. En 2023, se registró una ganancia de US\$52,1 millones por la venta y el canje de participaciones en áreas de petróleo crudo y gas natural. En 2023, también se reconoció una ganancia de US\$27,3 millones por balance de gas, frente a una pérdida de US\$11,5 millones en 2024. Además, se registraron ingresos de US\$41,8 millones en 2024 y US\$53,3 millones en 2023, principalmente por ventas de activos y servicios.

#### *Gastos operativos*

Los gastos operativos aumentaron un 11%, de US\$1.240 millones en 2023 a US\$1.380 millones en 2024, debido principalmente al incremento —en términos de Dólares Estadounidenses— de gastos operativos incurridos en pesos argentinos, incluidos principalmente: (i) servicios contratados (aumentaron en US\$61,4 millones, o 11%, de US\$541,4 millones en 2023 a US\$602,9 millones en 2024), (ii) cargos por provisiones para remediación ambiental en las estaciones de servicio, plantas y refinería de la Garante (aumentaron en US\$39,9 millones, o 225%, de US\$17,7 millones en 2023 a US\$57,6 millones en 2024), y (iii) consumo de materiales (aumentó en US\$28,8 millones, o 14%, de US\$198,3 millones en 2023 a US\$27,1 millones en 2024).

#### *Gastos de transporte*

Los gastos de transporte de la Garante aumentaron un 2% de US\$160,6 millones en 2023 a US\$163,9 millones en 2024.

#### *Tributos y aportes sobre la producción bruta*

Los tributos y aportes sobre la producción bruta de la Garante disminuyeron un 4%, de US\$582,8 millones en 2023 a US\$559,3 millones en 2024. Esta disminución se debe principalmente a la caída en la producción de petróleo crudo en la Argentina y a los menores precios del petróleo crudo y del gas natural.

#### *Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones*

Las adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones de la Garante incrementaron un 4%, de US\$911,1 millones en 2023 a US\$946,6 millones en 2024. Este incremento se debe principalmente al aumento en los volúmenes de productos adquiridos a terceros.

#### *Gastos de comercialización, generales y administrativos*

Los gastos de comercialización, generales y administrativos aumentaron un 24%, de US\$581,5 millones en 2023 a US\$722,4 millones en 2024, principalmente como resultado del incremento, en términos de Dólares Estadounidenses, de los gastos incurridos en pesos. Esta variación se debe principalmente al aumento de gastos, incluidos salarios y contribuciones sociales, que en términos de Dólares Estadounidenses aumentaron un 16% entre 2023 y 2024, los servicios contratados (incluidos honorarios), y el consumo de combustibles y energía, los cuales, en conjunto, aumentaron US\$109,9 millones, o un 26%, de US\$426,6 millones en 2023 a US\$536,5 millones en 2024. Los rubros restantes (principalmente publicidad, comisiones, gastos de traslado, provisiones por litigios, gastos de remediación) aumentaron por US\$31,0 millones, o un 20%, de US\$154,9 millones en 2023 a US\$185,9 millones en 2024. Además, los gastos de comercialización, generales y administrativos aumentaron US\$15,9 millones en 2024 como resultado del inicio de operaciones del complejo eólico Novo Horizonte, ubicado en Brasil, que no se encontraba en operación en 2023.

#### *Deterioro de activos a largo plazo*

En 2023, se registró un deterioro por US\$103,5 millones en relación con las actividades en el Área Caipipendi en Bolivia, debido principalmente a cambios en la proyección de exportaciones bolivianas. Esta pérdida se calculó como la diferencia entre el valor en libros de los activos (costo) y su valor razonable determinado en base al valor presente estimado del flujo de efectivo neto futuro esperado (descontado a una tasa anual de 10,7%). Los activos deteriorados son principalmente plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción. En 2024, no se registró ninguna desvalorización de activos a largo plazo.

#### *Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos*

Los gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos se mantuvieron relativamente estables, registrando un incremento del 4%, de US\$63,4 millones en 2023 a US\$65,9 millones en 2024.

#### *Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias*

Los impuestos con excepción del impuesto a las ganancias de la Garante incluyen, principalmente, impuestos a los ingresos brutos, impuesto a los débitos y créditos bancarios, impuestos a las transacciones y otros impuestos (incluido el Impuesto PAIS) que, en términos generales, son impuestos argentinos que se basan en los montos facturados o los montos totales debitados y acreditados en cuentas bancarias. Estos impuestos aumentaron un 22%, de US\$177,4 millones en 2023 a US\$216,0 millones en 2024, debido principalmente al incremento del Impuesto PAIS como consecuencia de los cambios en su alcance y en sus alícuotas durante 2023 y 2024 (US\$2,8 millones en 2023 y US\$28,5 millones en 2024).

#### *Depreciación, agotamiento y amortización*

Los costos de depreciación, agotamiento y amortización aumentaron un 7%, de US\$1.080 millones en 2023 a US\$1.160 millones en 2024, principalmente debido a: (i) el cambio en los costos de depreciación, agotamiento y amortización promedio por barril equivalente del mix de producción del segmento de *upstream* (los costos de depreciación, agotamiento y amortización totales del segmento de *upstream* aumentaron de US\$914,9 millones en 2023 a US\$962,6 millones en 2024); (ii) el incremento en los costos de depreciación, agotamiento y amortización del segmento *downstream*, que pasaron de US\$142,0 millones en 2023 a US\$158,5 millones en 2024, principalmente debido a incorporaciones y costos asociados al proyecto de expansión en 2024; y (iii) el aumento en los costos de depreciación, agotamiento y amortización del segmento de generación eólica, que pasaron de US\$2,2 millones en 2023 a US\$17,1 millones en 2024, dado que el complejo eólico Novo Horizonte, ubicado en Brasil, entró en operación durante 2024. Los costos de depreciación, agotamiento y amortización del área corporativa se mantuvieron casi sin cambios en US\$18,8 millones y en US\$18,7 millones en 2023 y en 2024, respectivamente.

#### *Cargo por intereses*

El cargo por intereses de la Garante disminuyó un 36%, de US\$576,3 millones en 2023 a US\$369,6 millones en 2024. Esta disminución se debió principalmente a la disminución en: (i) el monto en Dólares Estadounidenses de la deuda denominada en pesos (cuyas tasas de interés eran, en promedio, muchas veces superiores a la tasa de interés promedio para deuda denominada en Dólares Estadounidenses), y (ii) la tasa de interés promedio anual de Argentina aplicable a deuda denominada en pesos, que disminuyó de 96% en 2023 a 55% en 2024. Cabe destacar que la ganancia por diferencia de cambio de la deuda denominada en pesos se incluye en el rubro “Otros resultados financieros netos” que se analizan a continuación.

#### *Otros resultados financieros netos*

El rubro Otros resultados financieros neto de la Garante varió de una ganancia de US\$494,3 millones en 2023 a una ganancia de US\$20,5 millones en 2024, o una disminución del 96%, principalmente debido a los resultados derivados de la conversión a Dólares Estadounidenses de saldos de activos y pasivos monetarios denominados en pesos como resultado de la caída del valor del peso frente al Dólar Estadounidense (el peso se depreció frente al Dólar Estadounidense un 22% en 2024 y un 78% en 2023).

#### *Otros gastos*

El rubro Otros gastos incrementó de US\$32,3 millones en 2023 a US\$117,5 millones en 2024, principalmente debido al incremento en las pérdidas por devaluación de bienes de uso en Cerro Dragón.

#### *Impuesto a las ganancias*

El impuesto a las ganancias, tanto corriente como diferido, pasó de un beneficio de US\$300,0 millones en 2023 a un gasto de US\$374,7 millones en 2024. Este cambio se debió principalmente a: (i) la disminución del resultado antes de impuestos, que pasó de US\$898,1 millones en 2023 a US\$148,6 millones en 2024 debido a los cambios mencionados anteriormente; y (ii) el efecto combinado de diferentes tasas de depreciación del peso con respecto al Dólar Estadounidense (78% en 2023 y 22% en 2024) y la inflación en la Argentina (211% en 2023 y 118% en 2024) al determinar el resultado imponible en pesos derivado de operaciones en la Argentina debido al ajuste integral por inflación del impuesto a las ganancias. Por lo tanto, la alícuota efectiva del impuesto a las ganancias pasó de una tasa negativa del 33% en 2023 a una tasa de 252% en 2024. Véanse las notas 2.18 y 11 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de Pan American.

#### *Resultado neto (pérdida)*

El resultado neto de la Garante varió de una ganancia neta de US\$1.200 millones en 2023 a una ganancia neta de US\$226,1 millones en 2024, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

**Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022**

**Introducción**

La siguiente tabla presenta los resultados de las operaciones de la Garante seleccionados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023	2022	Variación	
	(en millones de US\$, excepto porcentajes)			
<b>Ingresos y otros ingresos</b>				
Ventas y otros ingresos operativos.....	5.534,3	6.371,9	(837,6)	(13%)
Ingresos por intereses .....	101,3	73,8	27,5	37%
Otros ingresos .....	280,0	9,3	270,7	2,911%
Total ingresos y otros ingresos .....	5.915,6	6.455,0	(539,4)	(8%)
<b>Costos y Gastos</b>				
Gastos operativos .....	(1.241,6)	(1.274,1)	32,5	(3%)
Gastos de transporte .....	(160,6)	(142,0)	(18,6)	13%
Tributos y aportes sobre la producción bruta ...	(582,8)	(681,2)	98,4	(14%)
Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones .....	(911,1)	(1.273,6)	362,5	(28%)
Gastos de comercialización, generales y administrativos .....	(581,5)	(528,9)	(52,6)	10%
Gastos de exploración de hidrocarburos .....	(3,4)	(18,2)	14,8	(81%)
Deterioro de activos a largo plazo.....	(103,5)	(74,8)	(28,7)	38%
Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos.....	(63,4)	(55,8)	(7,6)	14%
Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias .....	(177,4)	(172,9)	(4,5)	3%
Depreciación, agotamiento y amortización .....	(1.077,9)	(1.065,5)	(12,4)	1%
Cargo por intereses .....	(576,3)	(403,4)	(172,9)	43%
Otros resultados financieros netos .....	494,3	222,9	271,4	122%
Otros gastos .....	(32,3)	(44,8)	12,5	(28%)
Total costos y gastos .....	(5.017,6)	(5.512,2)	494,7	(9%)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>898,1</b>	<b>942,8</b>	<b>(44,7)</b>	<b>(5%)</b>
Impuesto a las ganancias .....	300,0	(471,7)	771,7	NS
<b>Resultado neto</b> .....	<b>1.198,1</b>	<b>471,1</b>	<b>727,0</b>	<b>154%</b>
Resultado neto atribuible a participación no controlante en subsidiarias .....	(2,5)	(0,8)	(1,7)	207%
Resultado neto atribuible Pan American Energy, S.L. y sus subsidiarias .....	<b>1.195,6</b>	<b>470,3</b>	<b>725,3</b>	<b>154%</b>
Resultado neto .....	<b>1.198,1</b>	<b>471,1</b>	<b>727,0</b>	<b>154%</b>
Otros resultados (pérdida) integrales, netos del impuesto a las ganancias .....	15,9	(7,1)	23,0	NS
<b>Resultado integral</b> .....	<b>1.214,0</b>	<b>464,0</b>	<b>750,0</b>	<b>162%</b>
Resultados integrales atribuibles a participación no controlante en subsidiarias .....	(2,5)	(0,9)	(1,6)	178%
<b>Resultados integrales totales atribuibles a Pan American Energy, S.L. y subsidiarias....</b>	<b>1.211,5</b>	<b>463,1</b>	<b>748,4</b>	<b>162%</b>

“NS” significa no significativo.

Los principales factores que afectaron los resultados de las operaciones de la Garante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron los siguientes:

- El PBI de la Argentina se contrajo aproximadamente un 1,6% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con un aumento del 5,0% registrado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el peso se depreció un 78% frente al Dólar Estadounidense, de Ps.177,16 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2022 a Ps.808,48 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2023. La Garante experimentó un incremento en los costos en pesos expresados en Dólares Estadounidenses durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, dado que el incremento

de los costos en pesos entre ambos ejercicios tiende a ser superior a la variación de la cotización del Dólar Estadounidense en pesos. El tipo de cambio promedio durante el 2023 fue de Ps.297 por US\$1,00 comparado con Ps.134 por US\$1,00 durante 2022, una variación del 122%.

- El IPC de la Argentina aumentó un 211,4% en 2023 frente a un incremento de 94,8% durante 2022. El IPC promedio en 2023 fue un 131% superior al IPC promedio de 2022.
- La producción de petróleo crudo de Pan American disminuyó un 3%, de 118,2 mbbbl/d en 2022 a 115,0 mbbbl/d en 2023.
- Los precios de venta de petróleo crudo producido en la Argentina promedio disminuyeron un 20%, de US\$96,6 por bbl en 2022 a US\$77,0 por bbl en 2023.
- La producción de gas disponible aumentó un 1% de 676,5 mmcf/d en 2022 a 682,7 mmcf/d en 2023.
- El precio promedio del gas disminuyó un 10% de US\$4,10 por mcf en 2022 a US\$3,67 por mcf en 2023.
- El precio promedio en Dólares Estadounidenses y el volumen de los productos refinados más importantes de la Garante aumentaron un 4% y disminuyeron un 5%, respectivamente, en 2023 en relación con el ejercicio anterior.

#### *Total ingresos y otros ingresos*

El total de ingresos y otros ingresos de la Garante disminuyó un 8%, de US\$6.460 millones en 2022 a US\$5.920 millones en 2023. La diferencia obedece principalmente a las ventas y otros ingresos operativos como resultado de menores precios y volúmenes. Los ingresos provenientes de las actividades del segmento *downstream* disminuyeron de US\$3.940 millones en 2022 a US\$3.710 millones en 2023, una disminución del 6% (con precios de destilados y gasolina en términos de Dólar Estadounidense y volúmenes aumentando 4% y disminuyendo 5%, respectivamente). En 2022 y 2023, el segmento *downstream* exportó petróleo crudo por US\$166,1 millones y US\$35,0 millones, respectivamente. Los ingresos provenientes de las actividades del segmento *upstream* de terceros disminuyeron de US\$2.420 millones en 2022 a US\$1.820 millones en 2023, es decir, un 25%. En la Argentina los ingresos provenientes de las actividades del segmento *upstream* de terceros disminuyeron de US\$1.660 millones en 2022 a US\$1.200 millones en 2023, una disminución del 28% (con precios de petróleo crudo y gas natural argentinos en términos de Dólar Estadounidense disminuyendo un 20% y 10%, respectivamente, y los volúmenes relacionados disminuyendo un 33% para el petróleo crudo y aumentando un 4% para el gas natural). Los ingresos provenientes de las actividades del segmento *upstream* de México y Bolivia disminuyeron de US\$750 millones en 2022 a US\$610 millones en 2023, una disminución del 19% principalmente como resultado de: (i) la disminución de los ingresos por gas natural de Bolivia y México, que totalizaron US\$250 millones en 2022 y US\$170 millones en 2023, una reducción del 31%; y (ii) la disminución en la producción y las compras de petróleo crudo del área Hokchi en México, que ascendieron a US\$460 millones en 2022 y US\$410 millones en 2023, una baja del 12% debido a la reducción de nuestra participación en el área Hokchi. Los otros ingresos aumentaron de US\$9,3 millones en 2022 a US\$280,0 millones en 2023. En 2023, se registraron US\$147,2 millones provenientes del cobro de exportaciones ingresadas en la Argentina mediante operaciones con valores negociables, conforme a lo requerido por la normativa argentina a partir del último trimestre de 2023 (el “**Programa de Incremento Exportador**”), US\$52,1 millones por la venta y el canje de participaciones en área de petróleo crudo y gas natural, US\$27,3 millones por pagos y servicios de balance de gas y US\$53,4 millones por otros conceptos. Los ingresos por intereses aumentaron de US\$73,9 millones en 2022 a US\$101,3 millones en 2023.

#### *Gastos operativos*

Los gastos operativos disminuyeron un 3% de US\$1.270 millones en 2022 a US\$1.240 millones en 2023, principalmente debido a que el aumento en términos de Dólar Estadounidense de gastos operativos incurridos en pesos (los salarios de la Argentina en términos de Dólar Estadounidense aumentaron un 11%) en 2023 fue menor que los gastos por única vez que se incurrieron en el importante mantenimiento con parada de planta en la refinería de Campana en 2022, en el contexto de los programas de mantenimiento integral de la Garante y en reservas ambientales (US\$38,8 millones y US\$65,3 millones, respectivamente).

#### *Gastos de transporte*

Los gastos de transporte de la Garante aumentaron un 13% de US\$142 millones en 2022 a US\$160,6 millones en 2023, debido principalmente a aumentos en los costos en términos de Dólar Estadounidense del (i) transporte del segmento *downstream* (básicamente desde la refinería hasta las estaciones de servicio y (ii) gastos de adquisición de terminales.

#### *Tributos y aportes sobre la producción bruta*

Los tributos y aportes sobre la producción bruta de la Garante disminuyeron un 14%, US\$681 millones en 2022 a US\$582,8 millones en 2023 a principalmente debido a menores precios de petróleo crudo y gas natural.

#### *Adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones*

Las adquisiciones de petróleo crudo y otras adquisiciones de la Garante disminuyeron un 28% de US\$1.270 millones en 2022 a US\$910 millones en 2023 principalmente debido a (i) la disminución en los volúmenes de productos refinados adquiridos a terceros en 2023 comparado con 2022, principalmente debido a los volúmenes adicionales adquiridos durante el importante mantenimiento con parada de planta en la refinería de Campana en 2022, y (ii) la caída de los precios del petróleo crudo y otros productos.

#### *Gastos de comercialización, generales y administrativos*

Los gastos de comercialización, generales y administrativos aumentaron un 10% de US\$528,9 millones en 2022 a US\$581,5 millones en 2023, principalmente debido al aumento en términos de Dólar Estadounidense de gastos incurridos en pesos (en particular, salarios y costos relacionados).

#### *Gastos de exploración de hidrocarburos*

Los gastos de exploración de hidrocarburos de la Garante, que incluyen pozos exploratorios secos, disminuyeron de US\$18,2 millones en 2022 a US\$3,4 millones en 2023. En 2022, se reconoció una pérdida de US\$16,4 millones relacionada con la actividad exploratoria en México (incluyendo costos de devolución de áreas a las autoridades de hidrocarburos de México luego de la decisión de la Garante de no continuar con las actividades de exploración en dichas áreas.

#### *Deterioro de activos a largo plazo*

En 2023 y 2022, se registró un deterioro de US\$103,5 millones y US\$74,8 millones en relación con las actividades en el Área Caipipendi en Bolivia, debido a cambios en la proyección de exportaciones bolivianas. Estas pérdidas se calcularon como la diferencia entre el valor en libros de los activos (costos) y su valor razonable, determinado en base al valor presente estimado de los flujos de fondos netos futuros esperados (descontado a una tasa anual del 10,7% y del 7,2%, respectivamente). Los activos deteriorados son principalmente plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción.

#### *Gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos*

Los gastos de acreción relacionados con obligaciones de retiro de activos de la Garante aumentaron un 14% de US\$55,8 millones en 2022 a US\$63,4 millones en 2023, debido al desarrollo de nuevos pozos y al tiempo transcurrido.

#### *Impuestos con excepción del impuesto a las ganancias*

Los impuestos con excepción del impuesto a las ganancias incluyen, principalmente, impuestos a los ingresos brutos, impuesto a los débitos y créditos bancarios, impuestos a las transacciones y otros impuestos que, en términos generales, son impuestos argentinos que se basan en los montos facturados o los montos totales debitados y acreditados en cuentas bancarias. Estos impuestos se mantuvieron relativamente estables, registrando un incremento del 3% de US\$172,9 millones en 2022 a US\$177,4 millones en 2023.

#### *Depreciación, agotamiento y amortización*

Los costos de depreciación, agotamiento y amortización también se mantuvieron relativamente estables, registrando un incremento del 1% de US\$1.070 millones en 2022 a US\$1.080 millones en 2023.

#### *Cargo por intereses*

El cargo por intereses aumentó 43%, de US\$403 millones en 2022 a US\$576,3 millones en 2023. Este aumento se debió principalmente al incremento en los intereses de la deuda denominada en pesos, que tenían tasas de interés que fueron, en promedio, muchas veces superiores a la tasa de interés promedio de la deuda de la Garante denominada en Dólares Estadounidenses. La tasa de interés promedio anual de Argentina aplicable a deuda denominada en pesos aumentó de 53% en 2022 a 96% en 2023. La ganancia

por diferencia de cambio relacionada con la deuda denominada en pesos se incluye en el rubro “Otros resultados financieros netos” que se analiza a continuación.

#### *Otros resultados financieros*

El rubro Otros resultados financieros tuvo una variación del 122%, de una ganancia de US\$222,9 millones en 2022 a una ganancia de US\$494,3 millones en 2023, principalmente debido a los resultados derivados de la conversión a Dólares Estadounidenses de saldos de activos y pasivos monetarios denominados en pesos como consecuencia de la caída del valor del peso frente al Dólar Estadounidense (el peso se depreció un 42% frente al Dólar Estadounidense en 2022 y un 78% en 2023).

#### *Otros gastos*

El rubro Otros gastos de la Garante disminuyó de una pérdida de US\$44,8 millones en 2022 a una pérdida de US\$32,3 millones en 2023.

#### *Impuesto a las ganancias*

El impuesto a las ganancias de la Garante, incluyendo el corriente y el diferido, cambió de un cargo de US\$471,7 millones en 2022 a un beneficio de US\$300 millones en 2023, principalmente debido al efecto combinado de diferentes tasas de depreciación del peso con respecto al Dólar Estadounidense (42% en 2022 y 78% en 2023) y la inflación en la Argentina (95% en 2022 y 211% en 2023) al determinar la ganancia imponible en pesos derivada de operaciones en la Argentina debido al ajuste integral por información del impuesto a las ganancias. En consecuencia, la alícuota efectiva del impuesto a las ganancias fue del 50% en 2022 y del 33% (negativa) en 2023. Véanse las notas 2.18 y 11 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de Pan American.

#### *Resultado neto*

El resultado neto de la Garante aumentó de una pérdida de US\$471,1 millones en 2022 a una ganancia neta de US\$1.198,1 millones en 2023, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

### **Principales políticas y estimaciones financieras**

A continuación se exponen las principales políticas financieras de la Garante, que son aquellas que requieren que la dirección ejerza su criterio o que involucran un mayor grado de complejidad en su aplicación, en vista de que actualmente afectan la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de Pan American.

La confección de los estados financieros consolidados de conformidad con los PCGA de los Estados Unidos requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan los montos del activo y el pasivo informados y la información de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados y los montos de ingresos y gastos informados durante el período que se informa. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones. Entre los rubros significativos sujetos a dichas estimaciones y presunciones se incluye la vida útil y el deterioro de activos a largo plazo, provisiones por incobrables, activos y pasivos por impuestos diferidos, pasivos por planes y otros beneficios post-jubilatorios, obligaciones de retiro de activos, la contabilidad de arrendamientos, incertidumbres sobre impuesto a las ganancias y otras contingencias.

#### ***Estimaciones de reservas de gas y petróleo***

Las reservas se basan en estudios técnicos preparados internamente, revisados y certificados por consultores externos de gas y petróleo y posteriormente aprobados por la dirección de Pan American, en base a metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especialistas en reservas de hidrocarburos consistentes con los lineamientos seguidos por la SEC. Las reservas de gas natural y petróleo crudo se dividen en reservas probadas y no probadas. Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural que, según datos geológicos y de ingeniería, tienen una certeza razonable de ser recuperadas en años futuros de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes. Las evaluaciones de reservas de gas natural y petróleo crudo son importantes para una efectiva administración de activos. Constituyen parte integrante de las decisiones de inversión de Pan American respecto de activos gasíferos y petrolíferos así como también en el proceso de planificación de la forma en que se debe proceder con la explotación o si deben emprenderse métodos de recuperación asistida. Las cantidades de reservas probadas de gas natural y petróleo crudo también son utilizadas como base para calcular los coeficientes aplicables según el método de las unidades de producción para la depreciación de los bienes de uso y para evaluar el deterioro en caso de que indicadores sugieran que debe llevarse a cabo un test de deterioro en relación con cierto activo. La estimación de reservas es un proceso continuo basado en análisis técnicos rigurosos de información sobre



pozos, tales como indicadores de flujo y bajas de presión del reservorio y, en consecuencia, está sujeta a incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, los índices de recupero de la producción, la oportunidad en la que se realizan las inversiones para el desarrollo de los reservorios y el grado de madurez de los yacimientos.

#### ***Deterioro de activos a largo plazo***

Pan American aplica el Tópico ASC 360-10 “Deterioro o Enajenación de Activos a Largo Plazo”, que aborda el reconocimiento y medición de pérdidas por deterioro de activos a largo plazo, entre ellos activos de petróleo crudo y gas natural registrados bajo el método de los esfuerzos exitosos y ciertos intangibles identificables a ser mantenidos y empleados o enajenados. Pan American realiza una revisión del deterioro de los activos de petróleo crudo y gas natural probados área por área cuando las circunstancias sugieren que existe necesidad de tal revisión. Para cada área respecto del cual se determina que ha habido un deterioro, se reconoce una pérdida por deterioro igual a la diferencia entre el valor contable del área y su valor razonable. Se estima que el valor razonable por área es el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados computados aplicando los precios de petróleo crudo y gas natural futuros estimados y otros ingresos operativos, según lo determinado por la dirección, a la producción futura estimada de petróleo crudo y gas natural durante la vida útil económica de las reservas y neteando de dichos montos aquellos relacionados con gastos operativos y de transporte, gastos de capital, tributos y aportes sobre la producción bruta e impuestos.

Los activos de las actividades del segmento de *downstream* y otros activos a largo plazo, que incluyen propiedad, planta y equipo y Activos intangibles, son sometidos a pruebas para detectar su deterioro cuando existen hechos o cambios en las circunstancias que indican que el valor contable de un activo podría no ser recuperable. El valor contable de un activo o grupo de activos a largo plazo no es recuperable si es mayor que la suma de los flujos de efectivo no descontados que se estima resultarán de su uso y su eventual enajenación.

Si el valor contable de un activo o grupo de activos a largo plazo no es recuperable en base a los flujos de efectivo no descontados, se reconoce una pérdida por deterioro igual a la diferencia entre el valor contable y el valor razonable.

El valor razonable se determina principalmente en base a modelos de flujos de efectivo descontados, aunque también pueden emplearse otras técnicas de valuación, entre ellas valores de mercado cotizados y evaluaciones de terceros independientes.

La Garante agrupa y evalúa otra propiedad, planta y equipos a efectos del deterioro en base a la capacidad de identificar los flujos de efectivo separados generados a partir de ellos.

#### ***Depreciación, agotamiento y amortización***

El agotamiento de los recursos de gas y petróleo crudo, la depreciación de costos de perforación y desarrollo, y depreciación de equipos tangibles de arrendamientos y pozos son reconocidos utilizando el método de unidades de producción. La depreciación del resto de bienes de uso se computa sobre una base de línea recta a lo largo de la vida útil económica estimada de cada bien.

#### ***Abandono de pozos e instalaciones en los yacimientos***

Pan American aplica el Tópico ASC 410-20, “Obligaciones por Retiro de Activos”, que exige registrar el valor razonable de una obligación de retiro de activos en el período en el que se incorpora el bien que ha de generar tal obligación aumentando el valor contable de dicho bien. Luego de la medición inicial de la obligación de retiro del activo, la obligación es ajustada al cierre de cada período para reflejar el transcurso del tiempo y la variación del flujo de efectivo futuro estimado subyacente a la obligación. El activo es depreciado a lo largo de la vida útil remanente del bien tangible relacionado.

#### ***Instrumentos derivados y actividades de cobertura***

Ocasionalmente, Pan American emplea instrumentos financieros derivados tales como opciones, pases y otros, para mitigar el impacto de cambios en las tasas de interés y tipos de cambio. Pan American registra los instrumentos derivados y actividades de cobertura bajo el Tópico ASC 815 “Derivados y Cobertura”. Pan American reconoce todos los instrumentos derivados como activos o pasivos en el balance a sus respectivos valores razonables. Las ganancias y pérdidas sobre los derivados que representen ineficacia de cobertura o componentes de cobertura excluidos de la determinación de efectividad se reconocen en ganancias corrientes.

### ***Pozos exploratorios secos***

Pan American sigue el método contable de “esfuerzos exitosos”. Los costos de adquisición de propiedades, pozos exploratorios exitosos, todos los costos de desarrollo (incluyendo dióxido de carbono y ciertos otros materiales inyectados que benefician la producción a lo largo de muchos años en proyectos de recuperación asistida) y equipos y facilidades de soporte son capitalizados. Los pozos exploratorios no exitosos se imputan como gasto cuando se determina que no son productivos. Los costos de producción, gastos relacionados con costos generales y todos los costos de exploración distintos de los costos exploratorios de adquisición y perforación se imputan a resultados cuando se incurren. La Garante aplica el Tópico ASC 932-360 que permite la capitalización continua de los costos de pozos exploratorios más allá de un año si: (a) el pozo cuenta con una cantidad suficiente de reservas para justificar su terminación como un pozo productivo, y (b) la entidad está avanzando de manera suficiente calculando las reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto. La porción de los costos de propiedades de petróleo crudo y gas natural no probadas estimadas como no productivas se imputa a gastos.

### **Nuevos Pronunciamientos Contables**

#### ***ASU N° 2023-05, “Combinaciones de Negocios – Constitución de Joint Ventures (Subtópico 805-60): Reconocimiento y medición inicial”***

En agosto de 2023, el FASB emitió la ASU N° 2023-05, “Combinaciones de Negocios – Constitución de Joint Ventures (Subtópico 805-60): Reconocimiento y medición inicial”, para proporcionar pautas específicas sobre cómo una *joint venture*, al momento de su constitución, debe reconocer y medir inicialmente los activos aportados y los pasivos asumidos. Las disposiciones serán efectivas de manera prospectiva para todas las *joint ventures* constituidas a partir del 1 de enero de 2025. La Garante espera que el impacto de aplicar la ASU N° 2023-05 no será significativo en sus Estados Financieros.

#### ***ASU N° 2023-09, “Mejoras en la divulgación de información sobre el impuesto a las ganancias”***

El 14 de diciembre de 2023, el FASB emitió una norma definitiva sobre mejoras en la divulgación de información sobre el impuesto a las ganancias. La norma exige información desagregada sobre la conciliación de la tasa impositiva efectiva de la entidad informante, así como información sobre los impuestos a las ganancias pagados. El objetivo de la norma es mejorar la transparencia y la utilidad de la información para la toma de decisiones por parte de las partes interesadas. Para entidades que no son empresas cotizadas, los requisitos serán efectivos para períodos anuales que comiencen a partir del 15 de diciembre de 2025. Se permite la adopción anticipada. La Garante espera que el impacto de aplicar la ASU N° 2023-09 no será significativo en sus Estados Financieros.

### **Liquidez y Recursos de Capital**

Las principales fuentes de liquidez de Pan American son el efectivo generado por sus operaciones y el efectivo generado por varias fuentes de financiación, entre ellas bancos comerciales locales e internacionales, a través de los mercados de capitales locales e internacionales y organizaciones multilaterales. Pan American requiere fondeo principalmente para financiar sus requerimientos de gastos de capital y para cancelar sus obligaciones de deuda a su vencimiento. Pan American generalmente mantiene ciertos saldos de efectivo, equivalentes de efectivo e inversiones negociables a corto plazo para garantizar la continuidad y flexibilidad con respecto a su programa de gastos de capital.

#### ***Gastos de capital***

Los principales requerimientos de capital de Pan American para el segmento *upstream* surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas y yacimientos existentes, la exploración de nuevas reservas y la adquisición de participaciones en áreas de exploración y producción. Mediante el uso de tecnología de punta relacionada con la interpretación geológica y geofísica sísmica 3-D, Pan American puede identificar nuevas oportunidades para la perforación de reservorios nuevos, reduciendo así el riesgo de perforar pozos secos, mediante el uso del sistema integrado de interpretación geológica y geofísica.

Los principales requerimientos de capital de Pan American para el segmento *downstream* surgen de erogaciones relacionadas con su refinería.

La Garante también ha incurrido y espera incurrir en gastos de capital adicionales relacionados con la construcción de infraestructura de *downstream* necesaria para el proyecto FLNG.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2023 y 2024, las adiciones totales a propiedad, planta y equipos de la Garante fueron de US\$1.390 millones, US\$1.900 millones y US\$1.850 millones, respectivamente, de los cuales US\$1.260 millones, US\$1.450 millones y US\$1.730 millones, respectivamente, se invirtieron en el segmento de *upstream*. Estos gastos incluyeron US\$1.130 millones,

US\$1.390 millones y US\$1.710 millones, respectivamente, en la Argentina, y US\$155 millones, US\$57 millones y US\$22 millones, respectivamente, en Bolivia y México durante dichos períodos. Durante los nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024, las adiciones totales a propiedad, planta y equipos de la Garante fueron de US\$1.180 y US\$1.440 millones respectivamente, de los cuales US\$1.020 y US\$1.320 millones, respectivamente, se invirtieron en el segmento de *upstream*. Estos gastos incluyeron US\$1.010 y US\$1.300 millones, respectivamente, en la Argentina, y US\$11 y US\$14 millones, respectivamente, en Bolivia y México durante dichos períodos.

Durante 2022, 2023 y 2024, las adiciones totales a propiedad, planta y equipos del segmento *downstream* fueron de US\$48 millones, US\$58 millones y US\$92 millones, respectivamente. Durante 2022, 2023 y 2024, las adiciones totales a propiedad, planta y equipos de nuestro segmento energía eólica y otros fueron de US\$80 millones, US\$394 millones y US\$63 millones, respectivamente, completamente en Brasil. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, las adiciones totales a propiedad, planta y equipos de la Garante en su segmento de *downstream* fueron de US\$54 y US\$24 millones, respectivamente. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y 2024, las adiciones totales a activos fijos de la Garante en su segmento de energía eólica y otros fueron de US\$88 y US\$91 millones, respectivamente, completamente en Brasil.

### **Flujos de Efectivo**

El siguiente cuadro muestra los flujos de efectivo de Pan American para los períodos indicados (en millones de US\$):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses (no auditado) finalizados el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Efectivo provisto por (aplicado a)					
Actividades operativas.....	1.307,3	1.560,3	968,6	763,3	408,3
Actividades de inversión ..	(1.324,3)	(1.641,8)	(1.849,4)	(1.544,9)	(1.137,2)
Actividades de financiación .....	86,1	(48,9)	1.258,6	1.127,7	589,4
(Disminución) aumento de efectivo y equivalentes de efectivo .....	69,2	(130,5)	377,8	346,2	(139,5)

### **Flujo de efectivo provisto por actividades operativas**

El flujo de efectivo provisto por actividades operativas de la Garante en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025 ascendió a US\$763,3 millones y US\$408,3 millones, respectivamente. El flujo de efectivo provisto por actividades operativas en dichos períodos se vio principalmente afectado por cambios en (i) el nivel de petróleo crudo, la producción y las compras de gas natural y productos refinados; (ii) sus respectivos precios y los tributos y aportes sobre la producción bruta relacionados; (iii) los gastos operativos y financieros; y (iv) los resultados financieros y el impuesto a las ganancias. Además, la Garante registró salidos de efectivo por US\$103,4 millones y US\$723,6 millones en los nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente, como consecuencia de variaciones en el capital de trabajo operativo, excluyendo el efectivo y la deuda.

El flujo de efectivo generado por actividades operativas durante 2022, 2023 y 2024 fue de US\$1.310 millones, US\$1.560 millones y US\$970 millones, respectivamente. El flujo de efectivo generado por actividades operativas en dichos años se vio principalmente afectado por variaciones el nivel de producción y compras de petróleo crudo, gas natural y productos refinados, y los respectivos precios y los tributos y aportes sobre la producción bruta, gastos operativos y cargo por intereses, resultados financieros e impuesto a las ganancias relacionados. Asimismo, Pan American tuvo una salida de efectivo de US\$214 millones como consecuencia de las variaciones en el capital de trabajo operativo, excluyendo efectivo y deuda en 2022, comparado con una salida de efectivo de US\$51,3 millones en 2023 y un ingreso de efectivo de US\$21,7 millones en 2024.

### **Efectivo aplicado a actividades de inversión**

El flujo de efectivo aplicado a actividades de inversión fue de US\$1.540 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y de US\$1.140 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. En dichos períodos, las actividades de inversión de la Garante estuvieron

principalmente relacionadas con compras de propiedad, planta y equipo por US\$1.440 millones y US\$1.180 millones, respectivamente. El cobro y la colocación neta de inversiones generaron una salida y entrada neta de efectivo de US\$85,2 millones y US\$81,4 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente. Las compras de activos intangibles, las inversiones en sociedades afiliadas, las adquisiciones y canjes de participaciones en áreas de petróleo crudo y gas natural (netas de dividendos en efectivo cobrados de sociedades afiliadas), así como los cobros derivados de la venta de participaciones en áreas de petróleo crudo y gas natural, generaron salidas netas de efectivo por un total de US\$21,7 millones y US\$34,8 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente.

El flujo de efectivo aplicado a actividades fue de US\$1.320 en 2022, US\$1.640 en 2023 y US\$1.850 millones en 2024. En dicho período, las actividades de inversión de Pan American estuvieron principalmente relacionadas con compras de propiedad, planta y equipo por US\$1.390 millones, US\$1.900 millones y US\$1.850 millones, respectivamente. El cobro y la colocación neta de inversiones generaron un ingreso de efectivo neto de US\$70 millones en 2022 y US\$66,4 millones en 2023, y una salida de efectivo de US\$39,9 millones en 2024. Los cobros derivados de la venta de participaciones en áreas de petróleo crudo y gas natural, netos de los pagos por compras y canjes de participaciones en áreas de petróleo y gas natural, ascendieron a US\$33 millones, US\$244,1 millones y US\$23,1 millones en 2022, 2023 y 2024, respectivamente. Adicionalmente, durante 2022 y 2023, se invirtieron US\$37 millones y US\$51,7 millones, respectivamente, en la adquisición de afiliadas y activos intangibles, mientras que en 2024 se registró un ingreso de efectivo neto por US\$12,5 millones, correspondiente a compras de intangibles y cobros netos de afiliadas.

*Efectivo Provisto por (aplicado a) actividades de financiación*

Las actividades de financiamiento de Pan American generaron incrementos netos de efectivo por US\$1.130 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y por US\$589,4 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. El efectivo neto asociado a financiaciones fue el resultado de los fondos netos derivados de nueva deuda financiera, el pago de deuda financiera, la recompra de obligaciones financieras y la disminución/aumento neto de deuda de corto plazo con vencimientos que son inferiores a tres meses desde la fecha de su obtención de US\$1.130 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y por US\$604,4 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. La Garante efectuó pagos de dividendos en efectivo por US\$15,0 millones en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 (no habiendo efectuado ningún pago por ese concepto en el mismo período de 2024).

Las actividades de financiación de Pan American generaron un incremento en el efectivo neto de US\$86,1 millones en 2022, una disminución en el efectivo neto de US\$48,9 millones en 2023, y un incremento en el efectivo neto de US\$1.260 millones en 2024. El efectivo neto asociado a financiaciones fue el resultado de nueva deuda financiera, el pago de deuda financiera, y la disminución/aumento neto de deuda de corto plazo con vencimientos que son inferiores a tres meses desde la fecha de su obtención de US\$86,1 millones en 2022, US\$125,7 millones en 2023, y US\$1.330 millones en 2024. Pan American realizó pagos de dividendos en efectivo de US\$174,6 millones en 2023 y US\$75,5 millones en 2024 (no habiendo efectuado ningún pago por ese concepto en 2022).

**Deuda Financiera**

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera consolidada de la Garante al 30 de septiembre de 2025:

	Capital pendiente al 30 de septiembre de 2025	Fecha de incurrimiento	Vencimiento
<b>Deuda Financiera <sup>(1)</sup></b>		<b>(en millones de US\$)</b>	
<b>Deuda a corto plazo</b>	<b>280,2</b>		
Obligaciones Negociables a corto plazo.....	39,9		
<b>Deuda financiera a largo plazo</b>			
<b>Denominadas en Dólares Estadounidenses:</b>			
Contrato de Préstamo con HSBC Argentina S.A.....	40,0	14 de junio de 2022	14 de junio de 2027
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC <sup>(2)</sup> .....	29,3	14 de junio de 2021	14 de junio de 2027
Contrato de Préstamo con Itau Unibanco S.A. – Sucursal Miami <sup>(2)</sup> .....	9,8	14 de junio de 2021	14 de junio de 2027
Contrato de Préstamo con CFI 2019 <sup>(2)</sup> .....	119,5	25 de junio de 2019	15 de junio de 2032
Contrato de Préstamo con Crédit Agricole Corporate & Investment Bank <sup>(2)</sup> .....	6,5	30 de octubre de 2017	2 de noviembre de 2027

	Capital pendiente al 30 de septiembre de 2025	Fecha de incurrimiento	Vencimiento
Deuda Financiera <sup>(1)</sup>		(en millones de US\$)	
Contrato de Préstamo con Export-Import Bank of United States <sup>(2)</sup> .....	29,4	9 de noviembre de 2021	15 de julio de 2028
Contrato de Préstamo Sindicado 2024 .....	336,0	19 de diciembre de 2024	19 de diciembre de 2028
Contrato de Préstamo con Industrial and Commercial Bank of China / Bank of China <sup>(2)</sup> .....	250,0	18 de junio de 2025	18 de junio de 2030
Contrato de Préstamo con Corporación Andina de Fomento <sup>(2)</sup> ..	266,7	18 de mayo de 2023	18 de mayo de 2029
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina.....	55,0	10 de mayo de 2024	11 de mayo de 2026
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina.....	50,0	10 de julio de 2024	30 de junio de 2026
Contrato de Préstamo con Banco Macro S.A.....	50,0	11 de diciembre de 2024	10 de diciembre de 2027
<b>Denominadas en Dólares Estadounidenses (Dólar linked):</b>			
Contrato de Préstamo con HSBC Argentina S.A. ....	20,0	7 de agosto de 2023	10 de agosto de 2028
Contrato de Préstamo con Citibank .....	50,0	31 de agosto de 2023	5 de septiembre de 2028
Contrato de Préstamo con Citibank .....	45,0	5 de octubre de 2023	9 de octubre de 2028
<b>Denominadas en Reales Brasileños:</b>			
Contrato de Préstamo con Banco Do Brasil <sup>(2)(3)</sup> .....	18,8	26 de diciembre de 2023	18 de diciembre de 2025
Contrato de Préstamo con BNDES Brasil.....	150,2	23 de diciembre de 2022	23 de diciembre de 2046
Contrato de Préstamo con BNB Brasil.....	56,1	30 de diciembre de 2022	15 de enero de 2047
Contrato de Préstamo con ABC Brasil <sup>(2)</sup> .....	37,6	22 de noviembre de 2024	23 de noviembre de 2026
<b>Denominadas en Pesos:</b>			
Contrato de Préstamo con Banco Comafi S.A. ....	0,8	12 de junio de 2024	1 de marzo de 2029
Contrato de Préstamo con Banco Santander Argentina S.A.....	0,6	10 de julio de 2024	10 de julio de 2029
Contrato de Préstamo Sindicado 2022 .....	10,3	29 de marzo de 2022	29 de marzo de 2027
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina.....	54,3	29 de agosto de 2024	28 de agosto de 2027
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina.....	50,7	18 de marzo de 2025	17 de marzo de 2028
<b>Total deuda financiera a largo plazo</b>	<b>1.736,6</b>		
<b>Obligaciones Negociables</b>			
<b>Denominadas en Dólares Estadounidenses:</b>			
Clase 12 <sup>(2)</sup> .....	240,0	30 de abril de 2021	30 de abril de 2027
Clase 28 <sup>(3)</sup> .....	20,0	17 de octubre de 2023	18 de octubre de 2025
Clase 29 .....	20,0	10 de noviembre de 2023	10 de febrero de 2026
Clase 30 .....	30,0	29 de febrero de 2024	2 de marzo de 2026
Clase 31 <sup>(2)</sup> .....	400,0	30 de abril de 2024	30 de abril de 2032
Clase 34 .....	23,1	27 de septiembre de 2024	27 de septiembre de 2027
Clase 35 .....	176,9	27 de septiembre de 2024	27 de septiembre de 2029
Clase 36 .....	78,1	13 de noviembre de 2024	13 de noviembre de 2031
Clase 37 .....	74,2	13 de noviembre de 2024	13 de noviembre de 2028
Clase 38 .....	120,0	11 de febrero de 2025	11 de agosto de 2027
Clase 41 .....	85,9	27 de agosto de 2025	27 de agosto de 2029
<b>Denominadas Dólares Estadounidenses (Dólar linked):</b>			
Clase 7 <sup>(3)</sup> .....	25,8	19 de noviembre de 2020	19 de noviembre de 2025
Clase 7 2020 Adicional <sup>(3)</sup> .....	20,0	15 de diciembre de 2020	19 de noviembre de 2025
Clase 7 202 Adicional I <sup>(3)</sup> .....	30,0	12 de febrero de 2021	19 de noviembre de 2025
Clase 13 .....	234,1	12 de julio de 2021	12 de julio de 2031
Clase 14 .....	7,7	12 de julio de 2021	12 de julio de 2026
Clase 17 .....	76,0	7 de febrero de 2022	7 de febrero de 2032
Clase 18 .....	25,1	7 de febrero de 2022	7 de febrero de 2027
Clase 26 .....	60,0	7 de agosto de 2023	7 de agosto de 2028

	Capital pendiente al 30 de septiembre de 2025	Fecha de incurrimiento	Vencimiento
<b>Deuda Financiera <sup>(1)</sup></b>		<b>(en millones de US\$)</b>	
Clase 26 Adicional.....	60,0	10 de octubre de 2023	7 de agosto de 2028
Clase 33 .....	75,0	4 de julio de 2024	4 de julio de 2027
Clase 40 .....	200,0	11 de abril de 2025	11 de octubre de 2026
<b>Total obligaciones negociables.....</b>	<b>2.081,9</b>		
<b>Intereses devengados de financiamientos a largo plazo .....</b>	<b>112,6</b>		
<b>Intereses devengados de Obligaciones Negociables a corto plazo .....</b>	<b>-</b>		
<b>Total deuda financiera .....</b>	<b>4.251,1</b>		

(1) No incluye el valor presente de futuros pagos a efectuarse de conformidad con el contrato entre la Emisora y Air Liquide Argentina S.A. de fecha 17 de enero de 2008 para el abastecimiento de hidrógeno, conforme fuera modificado periódicamente.

(2) Endeudamiento garantizado por Pan American.

(3) Endeudamiento cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

Al 30 de septiembre de 2025, la Garante cumplía con los compromisos conforme a sus instrumentos financieros.

Al 30 de septiembre de 2025, la Garante contaba con varias líneas de crédito en el giro ordinario de los negocios, disponibles con diversas entidades financieras de la Argentina. Estas líneas de crédito están disponibles para ser tomadas en pesos o Dólares Estadounidenses. Dado que dichas líneas de crédito generalmente no son comprometidas, el acceso a ellas podría estar restringido. Sin embargo, la Garante considera que su acceso a líneas de crédito es adecuado para respaldar sus requerimientos financieros previstos para 2026.

#### *Acuerdos de financiación a corto plazo*

Al 30 de septiembre de 2025, Pan American tenía una deuda a corto plazo pendiente de US\$280,2 millones, compuesta, entre otras cosas, por contratos de prefinanciación de exportaciones, contratos de financiación de importaciones, y préstamos bancarios de corto plazo.

#### *Acuerdos de financiación a largo plazo*

Al 30 de septiembre de 2025, Pan American tenía una deuda a largo plazo pendiente (excluyendo su porción corriente) de US\$1.485,6 millones.

#### *Préstamos Sindicados*

Con fecha 29 de marzo de 2022, la Sucursal celebró un contrato de préstamo sindicado con un grupo de bancos compuesto por: Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A. como organizadores y 16 otros bancos, por la suma de Ps.25.500 millones (equivalentes a dicha fecha a US\$230 millones). El 12 de abril de 2022, Pan American suscribió una modificación para un segundo desembolso por la suma de Ps.7.780 millones (equivalentes a dicha fecha a US\$69 millones). Este préstamo, con vencimiento final el 29 de marzo de 2027, devenga intereses a una tasa variable basada en la Tasa Badlar Privada (ajustada por impuesto a los ingresos brutos) más 3,25%. Este préstamo es amortizable semestralmente a partir del segundo año. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$10,3 millones.

El 19 de diciembre de 2024, la Sucursal celebró un contrato de préstamo sindicado con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. y Banco Santander Argentina S.A. por un monto de capital de US\$210 millones, estructurado en un Tramo A, con una tasa de interés del 6,50% y vencimiento a 36 meses, y un Tramo B, con una tasa de interés del 7,00% y vencimiento a 48 meses (el “**Contrato de Préstamo Sindicado 2024**”). El 15 de enero de 2025, la Sucursal suscribió una primera modificación al Contrato de Préstamo Sindicado 2024 con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Valores S.A., Banco Industrial S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Banco del Chubut S.A., Banco Piano S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A. y Banco Patagonia S.A., a efectos de incrementar el monto del préstamo en virtud del Contrato de Préstamo Sindicado 2024 por monto de capital adicional de US\$108 millones. El 16 de enero de 2025 se efectuó el primer desembolso en virtud del Contrato de Préstamo Sindicado 2024 por un monto de capital de US\$151.686.000. El 5 de febrero de 2025, la Sucursal suscribió una segunda modificación al Contrato de Préstamo Sindicado 2024 con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco

Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Valores S.A., Banco Industrial S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Banco del Chubut S.A., Banco Piano S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A., Banco Patagonia S.A., Banco Comafi S.A. y Banco de la Nación Argentina, con el fin de incrementar nuevamente el préstamo en virtud del Contrato de Préstamo Sindicado 2024, según fuera modificado, por un monto de capital adicional de US\$18 millones. El 6 de febrero de 2025 se efectuó el segundo y último desembolso en virtud del Contrato de Préstamo Sindicado 2024 por un monto de capital de US\$184.314.000. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$336,0 millones.

#### *Préstamos*

El 25 de junio de 2019, la Sucursal celebró un contrato de préstamo por US\$500 millones con la Corporación Financiera Internacional, con vencimiento final en 2027. Este préstamo está garantizado por Pan American, y está estructurado en: (i) un Tramo “A” por un importe de US\$135 millones y un tramo denominado “Trust” por un importe de US\$50 millones con vencimiento final en junio de 2027; (ii) un Tramo “B1-A” por un importe de US\$160 millones con vencimiento final en junio de 2024; (iii) un Tramo “B1-B” por un importe de US\$155 millones, con vencimiento final en junio de 2025. El préstamo fue acordado en Dólares Estadounidenses, a tasa variable, es pagadero en cuotas semestrales, y con un período de gracia en función de cada tramo no menor a 24 meses calculado desde la fecha de firma del contrato de préstamo. El 12 de junio de 2023, la Sucursal suscribió una modificación para modificar las fechas de cancelación del Tramo A y el Tramo Trust CFI por el capital remanente de US\$93,5 millones y US\$34,6 millones, respectivamente. El nuevo vencimiento final operará en junio 2032 e incluye un período de gracia de dos años. Las condiciones restantes del préstamo permanecen sin cambios, incluido el reemplazo de la tasa de referencia de LIBOR a Term SOFR más un ajuste de crédito de 0,42826%, de conformidad con una modificación suscripta previamente. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 era de US\$119,5 millones.

El 14 de junio de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Itaú BBA International PLC por la suma de US\$75 millones con vencimiento final en junio de 2025 con un interés a tasa variable basado sobre la tasa LIBOR para seis meses. El 13 de junio de 2023, la Sucursal suscribió una modificación a este contrato con el fin de modificar las fechas de cancelación del capital remanente que asciende a US\$70,5 millones, prorrogando el vencimiento original de las cuotas de junio y diciembre 2023 por 18 meses. Asimismo, se incluyó en dicha modificación el reemplazo de la tasa de referencia de LIBOR a Term SOFR más un ajuste de crédito de 0,42826%. El 15 de octubre de 2024, la Sucursal suscribió una nueva modificación mediante la cual se ajustaron (i) las fechas de amortización de capital, comenzando en 2025 y con vencimiento final el 14 de junio de 2027, y (ii) el diferencial de la tasa de interés, estableciéndose un nuevo margen del 4,90%. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$29,3 millones.

El 14 de junio de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Itaú Unibanco S.A. – Sucursal Miami por la suma de US\$25 millones con vencimiento final en junio de 2025 y con una tasa de interés variable basada sobre la tasa LIBOR para seis meses. El 17 de abril de 2021 se desembolsaron US\$10 millones y el 6 de abril de 2022, se desembolsó el remanente de US\$15 millones. Este fue el segundo y último desembolso del préstamo, que totaliza US\$25 millones. El 13 de junio de 2023, la Sucursal suscribió una modificación a este contrato con el fin de modificar las fechas de cancelación del capital remanente que asciende a US\$23,8 millones, prorrogando el vencimiento original de las cuotas de junio y diciembre 2023 por 18 meses. Asimismo, se incluyó en dicha modificación el reemplazo de la tasa de referencia de LIBOR a Term SOFR más un ajuste de crédito de 0,42826%. El 15 de octubre de 2024, la Sucursal suscribió otra modificación mediante la cual se ajustaron (i) las fechas de amortización de capital, comenzando en 2025 y con vencimiento final el 17 de junio de 2027, y (ii) el diferencial de la tasa de interés, estableciéndose un nuevo margen del 4,90%. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$9,8 millones.

El 30 de octubre de 2017, la subsidiaria de Pan American, Parque Eólico del Sur S.A. (“PES”) firmó un contrato de préstamo con Crédit Agricole Corporate and Investment Bank por la suma de US\$12 millones. Este préstamo está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa fija. El 6 de septiembre de 2018, PES modificó su contrato de préstamo con Crédit Agricole Corporate and Investment Bank para incrementar el monto total a US\$17,0 millones. El 29 de abril de 2022, este préstamo que tenía un monto de capital pendiente de US\$13,6 millones, fue modificado dado que estaba sujeto a las disposiciones de la Comunicación “A” 7230. El plazo de este préstamo se prorrogó al 2 de noviembre de 2027, a una tasa de interés del 7,64%. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 era de US\$6,5 millones.

El 9 de noviembre de 2021, Hokchi celebró un contrato de préstamo por la suma de US\$69,8 millones con Export-Import Bank of United States (“**EXIM**”) como prestamista y Credit Agricole Corporate and Investment Bank en calidad de Agente de Documentación. Este contrato de préstamo está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa de interés basada en la Tasa de Referencia de Interés Comercial (“**CIRR**”), la cual fue fijada el día del desembolso del préstamo. El vencimiento final del préstamo es en julio de 2028. El 31 de diciembre de 2021 se desembolsaron US\$57,8 millones bajo este contrato de préstamo y el saldo de US\$10,7 millones se desembolsó el 14 de enero de 2022 neto de comisiones y gastos. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 era de US\$29,4 millones.

El 18 de mayo de 2023, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (“**CAF**”) por la suma de US\$300 millones, compuesto de un tramo A por CAF de US\$30 millones y un tramo B en el que Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China Limited, Sucursal Panamá, Cargill Financial Service International, Inc. & GFSIT, Inc y Bank of China, Sucursal Panamá participaron, con US\$270 millones. Este préstamo se amortizará semestralmente a partir de 2025 con vencimiento final en 2029, devenga intereses a una tasa variable y está garantizado por Pan American Energy. El primer desembolso de US\$75.000.000 se efectuó el 16 de febrero de 2024.

El 20 de mayo de 2024, se efectuó el segundo desembolso por un monto de US\$150 millones y, el 2 de agosto de 2024, se realizó el tercer y último desembolso por un monto de US\$75 millones. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$266,7 millones.

El 7 de agosto de 2023, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con HSBC Bank Argentina S.A. (actualmente, Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.) por la suma de US\$20 millones, por un plazo de amortización final de 5 años, 20% amortizable en el mes 36, 20% en el mes 48 y el resto al vencimiento. El préstamo no devengará intereses y se desembolsará y cancelará en pesos sujeto a la variación del tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el peso. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$20 millones.

El 31 de agosto de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con la Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina por la suma de Ps.17.500 millones (equivalente a US\$50 millones), con vencimiento final en 2028. El préstamo no devengará intereses y su capital, en la fecha de amortización, se ajustará de acuerdo con la variación del tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el peso desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento. El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$50 millones.

El 31 de agosto de 2023, ocho subsidiarias de la Garante (Ventos de Santa Virgínia Energias Renováveis S.A., Ventos de Santo Ubaldo Energias Renováveis S.A., Ventos de Santo Urbano I Energias Renováveis S.A., Ventos de São Romualdo Energias Renováveis S.A., Ventos de São Teófilo Energias Renováveis S.A., Ventos de São Tilão Energias Renováveis S.A., Ventos de São Vigílio Energias Renováveis S.A. y Ventos de São Vladimir Energias Renováveis S.A., en conjunto, las “**Partes Obligadas de BNDES**”) suscribieron una modificación al contrato con Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“**BNDES**”) de fecha 23 de diciembre de 2022 con el fin de modificar el monto del préstamo de hasta BRL 900 millones a BRL 820 millones (equivalente aproximadamente a US\$166 600 millones). Para garantizar el pago de las obligaciones de las Partes Obligadas de BNDES en virtud del préstamo con BNDES, se prendaron las acciones de las Partes Obligadas de BNDES y de su accionista (Novo Horizonte II LTDA). El 21 de septiembre de 2023 y el 25 de septiembre de 2023, BNDES desembolsó en total BRL 384 millones (equivalente a US\$77,8 millones) a las mencionadas subsidiarias. El 26 de enero de 2024, el BNDES desembolsó un monto adicional de BRL 116 millones (equivalentes a US\$23,6 millones). El 26 de marzo de 2024, el BNDES desembolsó un monto adicional de BRL 225 millones (equivalentes a US\$45,6 millones). El 2 de agosto de 2024, el BNDES desembolsó un monto adicional de BRL 43,6 millones (equivalentes a US\$7,6 millones) y, finalmente, el 17 de diciembre de 2024, un monto adicional de BRL 51,4 millones (equivalentes a US\$8,3 millones). El saldo pendiente de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$150,2 millones.

El 30 de diciembre de 2022, dos subsidiarias de la Compañía (Ventos de São Teonas Energias Renováveis S.A. y Ventos de São Thomas Energias Renováveis S.A., en conjunto, los “**Obligados BNB**”) suscribieron un contrato de préstamo con Banco do Nordeste do Brasil S.A. (“**BNB**”). El monto del préstamo asciende hasta BRL 300 millones (equivalentes a US\$57 millones), con vencimiento final en 2047 y devengando intereses a una tasa fija anual de IPCA más 4,31%. Para garantizar el pago de las obligaciones de las Partes Obligadas de BNB en virtud del préstamo con BNB, se prendaron las acciones de las Partes Obligadas de BNB. BNB desembolsó BRL 270 millones (equivalentes a US\$52,4 millones) el 4 de octubre de 2023 y un



monto adicional de BRL 30 millones (equivalentes a US\$5,8 millones) el 30 de abril de 2024. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$56,1 millones.

El 5 de octubre de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con la Sucursal de Citibank, N.A., establecida en la República Argentina, por la suma de Ps.15.750 millones (equivalente a US\$45 millones), con vencimiento final en 2028. El préstamo no devengará intereses y su capital, en la fecha de amortización, se ajustará de acuerdo con la variación del tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el peso desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$45 millones.

El 26 de diciembre de 2023, Pan American Energy Energias Renováveis Ltda. (“**PAE Renováveis**”) celebró un contrato de préstamo con Banco Do Brasil S.A. por la suma de BRL 100 millones (equivalente a US\$20,7 millones) con vencimiento final en 2025, que devenga intereses a una tasa fija de ID (depósito interbancario de Brasil), más un margen del 2,10%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$18,8 millones.

El 10 de mayo de 2024, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de la Nación Argentina por un monto de US\$55 millones, con vencimiento final en 2026 y que devenga intereses a una tasa fija anual del 3%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$55,0 millones.

El 12 de junio de 2024, Manpetrol S.A. celebró un contrato de préstamo con Banco Comafi S.A. por un monto de Ps.1.200 millones (equivalentes a US\$1,3 millones), con vencimiento final en 2029 y que devenga intereses a una tasa variable anual equivalente a la Tasa Badlar Privada más 10%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$800.000.

El 10 de julio de 2024, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de la Nación Argentina por un monto de US\$50 millones, con vencimiento final en 2026 y que devenga intereses a una tasa fija anual del 3%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$50,0 millones.

El 10 de julio de 2024, Manpetrol S.A. celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Argentina S.A. por un monto de Ps.896,5 millones (equivalentes a US\$1 millón), con vencimiento final en 2029 y que devenga intereses a una tasa fija anual del 34,9%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$600.000.

El 29 de agosto de 2024, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de la Nación Argentina por un monto de Ps.75.000 millones (equivalentes a US\$79 millones), con vencimiento final en 2027 y que devenga intereses a una tasa variable anual equivalente a la Tasa Badlar Privada. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$54,3 millones.

El 22 de noviembre de 2024, PAE Energias Renováveis celebró un contrato de préstamo con Banco ABC Brasil S.A. por un monto de BRL 200 millones (equivalentes a US\$32 millones), con vencimiento final en 2026 y que devenga intereses a una tasa equivalente a DI (Depósito Interbancário) más un margen del 2,20% anual. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$37,6 millones.

El 11 de diciembre de 2024, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de US\$50 millones, con vencimiento final en 2027 y que devenga intereses a una tasa fija anual del 6,50%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$50,0 millones.

El 14 de junio de 2022, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con HSBC Bank Argentina S.A. por un monto de US\$40 millones, con vencimiento final en 2025 y devengando intereses a una tasa fija del 4,75%. El 17 de diciembre de 2024, la Sucursal suscribió una modificación de dicho contrato con Banco GGAL S.A. (anteriormente, HSBC Bank Argentina S.A.), mediante la cual se modificó la tasa de interés anual a 5,875% y su vencimiento final a 2027. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$40,0 millones.

El 18 de marzo de 2025, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de la Nación Argentina por un monto de Ps.70.000 millones, con vencimiento final en 2028 y que devenga intereses a una tasa variable anual basada en TAMAR Privada menos 1%. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$50,7 millones.

El 18 de junio de 2025, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Bank of China Limited (Sucursal Panamá) por un monto de US\$250,0 millones, con vencimiento final en 2030. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR más 3,25% anual y está garantizado por PAE. El saldo adeudado de este préstamo al 30 de septiembre de 2025 ascendía a US\$250,0 millones.

*Emisiones de Obligaciones Negociables*

Bajo el Régimen de Emisor Frecuente, la Sucursal emitió las siguientes clases de obligaciones negociables al 30 de septiembre de 2025:

- El 19 de noviembre de 2020, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 7 por un valor nominal de US\$50 millones con vencimiento el 19 de noviembre de 2025 a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual (*Dólar linked*). Dichas Obligaciones Negociables Clase 7 fueron canceladas en su totalidad a su fecha de vencimiento.
- El 15 de diciembre de 2020, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$20 millones con vencimiento el 19 de noviembre de 2025 a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual (*Dólar linked*). Dichas Obligaciones Negociables Clase 7 fueron canceladas en su totalidad en su fecha de vencimiento.
- El 12 de febrero de 2021, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$30 millones con vencimiento el 19 de noviembre de 2025 a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual (*Dólar linked*). Dichas Obligaciones Negociables Clase 7 fueron canceladas en su totalidad en su fecha de vencimiento.
- El 30 de abril de 2021, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 12 por un valor nominal de US\$300 millones con vencimiento final a los seis años de su fecha de emisión, pagaderas en forma semestral desde el cuarto año a una tasa de interés fija del 9,125% nominal anual.
- El 12 de julio de 2021, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 13 por un valor nominal de US\$260,1 millones amortizable en forma semestral a partir del mes 42 de su fecha de emisión, con vencimiento final el 12 de julio de 2031, a una tasa de interés fija del 5% nominal anual (*Dólar linked*).
- El 12 de julio de 2021, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 14 por un valor nominal de US\$19,2 millones, pagaderas en forma semestral, a partir del mes 36 desde la fecha de emisión, con vencimiento final el 12 de julio de 2026, a una tasa de interés fija del 3,69% nominal anual (*Dólar linked*).
- El 7 de febrero de 2022, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 17 por un valor nominal de US\$80 millones, pagaderas en forma semestral, a partir del mes 42 con vencimiento final el 7 de febrero de 2032, a una tasa de interés fija del 4,25% nominal anual (*Dólar linked*).
- El 7 de febrero de 2022, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 18 por un valor nominal de US\$25,1 millones, con vencimiento el 7 de febrero de 2027, a una tasa de interés fija del 1,25% nominal anual (*Dólar linked*).
- El 7 de agosto de 2023, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 26 por un valor nominal de US\$60 millones con vencimiento el 7 de agosto de 2028, a una tasa de interés fija del 1% nominal anual. Los intereses son pagaderos trimestralmente (*Dólar linked*).
- El 12 de octubre de 2023, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 26 Adicionales por un valor nominal de US\$60 millones, con vencimiento el 7 de agosto de 2028, a una tasa de interés fija del 1% nominal anual. Los intereses son pagaderos trimestralmente. Las obligaciones fueron suscriptas e integradas en pesos al tipo de cambio inicial y son pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable a su vencimiento (*Dólar linked*).
- El 17 de octubre de 2023, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 28 por un valor nominal de US\$20 millones con vencimiento el 18 de octubre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,95% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente. Dichas Obligaciones Negociables Clase 28 fueron canceladas en su totalidad en su fecha de vencimiento.
- El 10 de noviembre de 2023, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 29 por un valor nominal de US\$20 millones con vencimiento el 10 de febrero de 2026 a una tasa de interés fija del 2,99% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 29 de febrero de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 30 por un valor nominal de US\$30 millones con vencimiento el 2 de marzo de 2026, a una tasa de interés fija del 5,7% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.

- El 30 de abril de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 31 por un valor nominal de US\$400 millones con vencimiento el 30 de abril de 2032, a una tasa de interés fija del 8,5% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 4 de julio de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 33 por un valor nominal de US\$75 millones con vencimiento el 4 de julio de 2027 a una tasa de interés fija del 0% nominal anual (Dólar *linked*).
- El 27 de septiembre de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 34 por un valor nominal de US\$23,1 millones con vencimiento el 27 de septiembre de 2027, a una tasa de interés fija del 4,97% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 27 de septiembre de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 35 por un valor nominal de US\$176,9 millones con vencimiento el 27 de septiembre de 2029 a una tasa de interés fija del 7,0% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 13 de noviembre de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 36 por un valor nominal de US\$78,1 millones con vencimiento el 13 de noviembre de 2031, a una tasa de interés fija del 7,25% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 13 de noviembre de 2024, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 37 por un valor nominal de US\$74,2 millones, con vencimiento el 13 de noviembre de 2028 a una tasa de interés fija del 6,25% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 11 de febrero de 2025, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 38 por un valor nominal de US\$120 millones con vencimiento el 11 de agosto de 2027 a una tasa de interés fija del 6,5% nominal anual. Los intereses son pagaderos semestralmente.
- El 7 de marzo de 2025, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 39 por un valor nominal de Ps.55.000 millones (equivalente a US\$51,7 millones) con vencimiento el 6 de marzo de 2026, a la Tasa de Interés Badlar Privada más un margen del 2,15%. Los intereses son pagaderos trimestralmente.
- El 11 de abril de 2025, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 40 por un valor nominal de US\$200 millones con vencimiento el 11 de octubre de 2026 a una tasa de interés fija del 2,0% nominal anual. Los intereses son pagaderos trimestralmente (Dólar *linked*).
- El 27 de agosto de 2025, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase 41 por un valor nominal de US\$85,9 millones con vencimiento el 27 de agosto de 2029, a una tasa de interés fija del 7,5%. Los intereses son pagaderos semestralmente.

#### **Acuerdos Extracontables**

Pan American no tenía pasivos extracontables al 30 de septiembre de 2025.

#### **Análisis de Riesgo de Mercado**

Pan American está expuesta al riesgo de mercado derivado de cambios en las tasas de interés y los tipos de cambio. A través de diversos acuerdos, descriptos a continuación, Pan American procura cubrir el riesgo de tasa de interés de ciertos de sus instrumentos de deuda.

##### *Riesgo de tasa de interés*

Existe riesgo de tasa de interés principalmente respecto de la deuda de tasa variable de Pan American, sustancialmente toda ella determinada por referencia a la SOFR a seis meses. Al 30 de septiembre de 2025, 76% del total de la deuda financiera a largo plazo devenga interés a tasa fija, mientras que el 24% restante devenga interés a tasa variable.

##### *Riesgo de moneda extranjera*

Una parte sustancial de los ingresos de Pan American proviene de las ventas de petróleo crudo y gas natural, que están principalmente denominadas en, o vinculadas a, Dólares Estadounidenses, si bien los precios en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una parte significativa de los costos de Pan American está denominada en pesos, si bien otros egresos de efectivo tales como gran parte de los gastos de capital y la mayor parte de la deuda de Pan American están denominados en Dólares Estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

#### **Información sobre Pan American**

## Introducción a Pan American

Pan American es una compañía integrada de energía líder en la industria, que desarrolla operaciones de *upstream* y de *downstream* en la Argentina, así como operaciones de *upstream* en Bolivia y México. Pan American se dedica principalmente a la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo y gas natural, a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. En 2024 y durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, Pan American fue la mayor productora de petróleo crudo y gas natural de capital privado y la segunda productora de petróleo crudo y gas natural en general del país, en cada caso, en términos de volumen, según datos publicados por el IAPG y la tercera exportadora más importante de petróleo de Argentina por volumen, según la Secretaría de Energía de la Nación. Al 31 de diciembre de 2024 y al 30 de septiembre de 2025, Pan American tenía la mayor cantidad de reservas comprobadas en la Argentina, según el IAPG y su refinería de Campana era la cuarta refinería más grande del país en términos de capacidad de procesamiento de crudo, según datos publicados por la SE.

La Garante se ha concentrado tradicionalmente en la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural convencional en la Argentina y Bolivia, inclusive en su área principal, Cerro Dragón, situada en la Argentina, que produce Escalante, una mezcla de petróleo crudo dulce con bajo contenido de azufre. La Garante también se encuentra enfocada en reservorios no convencionales, en particular exploración y producción de *tight gas* y *shale* (petróleo crudo y gas natural) en la formación de Vaca Muerta en la Argentina, así como en desarrollos *offshore* en el sur de la Argentina, y en aguas someras fuera de la costa de México. La Garante se dedica además a brindar servicios relacionados con el sector de petróleo y gas, transporte de petróleo crudo, instalaciones de carga y almacenamiento de petróleo crudo y generación de energía, incluidos proyectos de energía renovable en la Argentina y Brasil.

Pan American, cuyas compañías predecesoras llevan más de sesenta años funcionando en la Argentina, es una alianza estratégica 50/50 entre BP plc (“BP”) y BC Energy Investments Corp. (“BC”), antes conocida como Bidas Corporation. A su vez, BC es de titularidad de Bidas Energy Holdings Ltd. (“BEH”) y CNOOC International Ltd. (“CNOOC”), con una tenencia del 50% cada una.

La Sucursal posee una de las calificaciones corporativas más altas de la Argentina y es una de las pocas entidades locales con una calificación corporativa internacional que supera la calificación soberana de la Argentina, lo cual, a juicio de la Garante, refleja una sólida estructura de participación accionaria, una posición de mercado firme, una base importante de reservas a largo plazo, diversificación de la producción, integración de su negocio, antecedentes en el mantenimiento de un nivel conservador de endeudamiento financiero, al mismo tiempo que se mantiene un costo competitivo de extracción y desarrollo, y la capacidad para enfrentar pagos en Dólares Estadounidenses de su deuda. A la fecha del presente, Pan American tenía una calificación de crédito internacional en moneda extranjera de B1 de parte de Moody’s y la Sucursal contaba con una calificación de crédito internacional en moneda extranjera de BB- de parte de Fitch. Una calificación de títulos valores no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener dichos instrumentos, y puede ser revisada o revocada en cualquier momento.

La siguiente tabla presenta cierta información clave relacionada con las operaciones *upstream* de la Garante.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Total reservas certificadas (mmboe).....	2.669,1	2.612,2	2.398,4	N/A	N/A
Total reservas comprobadas (mmboe) ..	1.632,6	1.647,1	1.573,7	N/A	N/A
Producción diaria promedio (mboe) .....	243,6	240,3	237,7	238,3	235,3

La siguiente tabla presenta los ingresos por exportaciones por producto para los períodos indicados:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
	(en millones de US\$)				
<b>Producto</b>					
Petróleo .....	874,8	496,4	608,1	475,5	463,1

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Gas .....	286,6	204,1	134,0	102,6	74,9
Productos refinados ( <i>downstream</i> ) .....	1.044,2	787,5	769,3	568,4	678,3
GLP y otros .....	20,7	15,6	12,5	9,1	9,9
<b>Total</b> .....	<b>2.226,3</b>	<b>1.503,6</b>	<b>1.523,8</b>	<b>1.155,5</b>	<b>1.226,2</b>

La siguiente tabla presenta cierta información clave relacionada con las operaciones *downstream* de la Garante.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Capacidad de refinación (en mbbbl/d) <sup>(1)</sup> .....	95	95	95	95	95
Producción de refinación:					
Crudo procesado (en mbbbl/d) <sup>(2)</sup> .....	74	85	85	84	81
Productos refinados (en mbbbl/d) <sup>(3)</sup> .....	81	95	94	91	88
Índice de utilización de capacidad <sup>(4)</sup> .....	76%	90%	87%	86%	81% <sup>(5)</sup>
Estaciones de servicio.....	591	570	576	574	572

(1) Máximo volumen de crudo que puede procesarse en la primera etapa del proceso de refinación, conocida como destilación atmosférica.

(2) Volumen total de crudo introducido a lo largo de un ciclo completo del proceso de refinación.

(3) Cantidad total de productos refinados obtenidos de un ciclo completo del proceso de refinación, incluyendo materias primas introducidas durante el proceso.

(4) Definido como la capacidad real utilizada de cada unidad de la refinería dividida por la capacidad máxima de refinación.

(5) La utilización de capacidad correspondiente a los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 fue inferior a la capacidad estimada del 93% debido a una parada programada (TAR) en la refinería de Campana durante el primer semestre de 2025. Véase “—Información sobre Pan American—Operaciones de Downstream—Refinación”.

Para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, los ingresos totales y otros ingresos, el resultado neto y el EBITDA Ajustado de la Garante ascendieron a US\$4.366,0 millones, US\$148,0 millones y US\$1.164,6 millones, respectivamente. En 2024, los ingresos totales y otros ingresos, la pérdida neta y el EBITDA Ajustado de la Garante ascendieron a US\$5.827,2 millones, (US\$226,1 millones) y US\$1.655,1 millones, respectivamente.

En 2024, US\$4.995,8 millones, US\$383,7 millones, US\$144,0 millones y US\$31,9 millones de los ingresos de la Garante fueron generados en la Argentina, México, Bolivia y Brasil, respectivamente. La siguiente tabla presenta las ventas y otros ingresos operativos en la Argentina y fuera de Argentina para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024:

	En la Argentina	Fuera de Argentina
	(en millones de US\$)	
<b>Producto</b>		
Petróleo .....	616,7	401,2
Gas .....	659,9	126,0
Productos refinados ( <i>downstream</i> ) .....	3.692,5	-
GLP .....	12,5	-
Otros <sup>(1)</sup> .....	14,1	32,3
<b>Total</b> .....	<b>4.995,8</b>	<b>559,5</b>

(1) Incluye ventas de energía eólica.

Las subsidiarias de la Garante (excluyendo la Sucursal) representaron el 14% y el 15% de las ventas y otros ingresos operativos para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 y para el

ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, y el 12% de la propiedad, planta y equipos al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

## **Antecedentes de Pan American**

### ***Alianza Estratégica***

Pan American fue constituida como sociedad continuadora de las actividades de Amoco Argentina Oil Company, luego del anuncio de una alianza estratégica entre Bridas Corporation (actualmente BC), y Amoco Corp. (actualmente BP) el 7 de septiembre de 1997. Como resultado de la alianza, BC aportó a Pan American algunos de sus activos en América del Sur, creando la segunda productora de gas natural y petróleo crudo más importante de la Argentina. Al inicio de sus operaciones, Pan American tenía reservas certificadas por aproximadamente 1,1 mil millones de boe y una producción de aproximadamente 115.000 boe por día.

Amoco Corp. y BC celebraron la alianza estratégica para mejorar los negocios de ambas compañías combinando las fortalezas y los recursos de dos empresas de energía exitosas de la región. Todos los activos aportados por Amoco Corp. estuvieron relacionados con la producción de petróleo crudo, con una fuerte capacidad de generación de fondos en el corto y mediano plazo, en tanto que los activos aportados por BC suministraron una cantidad significativa de reservas de gas no desarrolladas para capitalizar las oportunidades de crecimiento, a nivel local y regional. La alianza también se vio beneficiada por los conocimientos de la industria en el ámbito local y regional de BC y la solidez financiera y las reconocidas capacidades técnicas de Amoco Corp. En 1999, Amoco Corp. se fusionó con BP.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding, de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de la Garante. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos, los cuales fueron integrados en la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N° 11.867 en relación con la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

El 15 de octubre de 2021, Axion Argentina trasladó su sede social a Madrid, España, manteniendo su personalidad jurídica, y posteriormente, el 31 de agosto de 2022, Pan American absorbió a Axion Argentina en una operación de fusión por absorción. Como consecuencia de dicha operación, todos los activos, derechos y obligaciones de Axion Argentina se transfirieron a Pan American.

### ***BP plc***

BP es una de las empresas integradas de petróleo crudo y gas natural más importantes del mundo, con activos que superan los US\$282,2 mil millones y una capitalización de mercado de alrededor de US\$78 mil millones al 31 de diciembre de 2024. Al 31 de diciembre de 2024, tenía reservas probadas netas de 6,2 mil millones de boe, 59% de las cuales correspondían a petróleo crudo y condensados. Durante el año 2024, su volumen de producción diaria mundial alcanzó un promedio de 1,2 mmbbl de petróleo crudo y 6,9 bcf de gas natural. BP tiene operaciones en más de 61 países en todo el mundo.

### ***BC Energy Investments Corp.***

BC Energy Investments Corp. (antes conocida como Bridas Corporation) es una *holding* internacional de petróleo y gas que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro áreas principales de operaciones: (i) la exploración, el desarrollo y la producción de gas natural y petróleo crudo; (ii) la refinación, la comercialización y el transporte de petróleo crudo y subproductos de petróleo, (iii) el almacenamiento, el tratamiento, el procesamiento y la distribución de gas natural y petróleo crudo; y (iv) la generación de energía.

BC inició sus actividades en la industria del petróleo crudo y gas natural en la Argentina en 1959, y posteriormente, pasó a ocupar el segundo lugar como productora de gas natural más importante del país, antes de la formación de Pan American. En 2010, BEH, la sociedad controlante de BC, formó una unión transitoria de empresas (*joint venture*) con CNOOC para transferir una participación del 50% en el capital de BC a CNOOC, una subsidiaria de propiedad absoluta de CNOOC Limited. Con posterioridad a esta operación, BC resulta ser de propiedad de BEH y CNOOC, con una tenencia del 50% cada una.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en la Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Holding. Posteriormente, en 2019 y 2021, Axion Holding vendió los activos de *downstream* en Uruguay y Paraguay.

En 2024, los estados financieros consolidados de BC registraban ventas por US\$2,9 mil millones y una pérdida neta de US\$143,0 millones. Al 31 de diciembre de 2024, los activos consolidados de BC ascendían a un total de US\$9,6 mil millones y su patrimonio neto consolidado era de US\$6,1 mil millones.

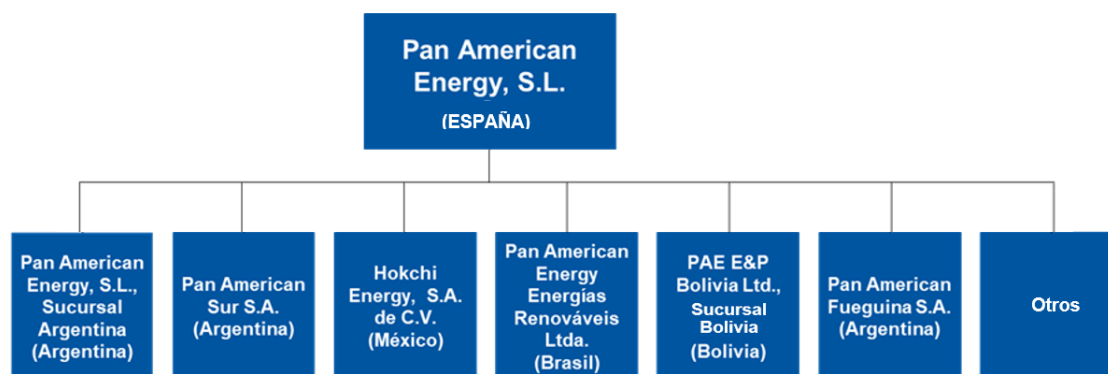
BEH es una compañía constituida de conformidad con las leyes de Bahamas. Su beneficiario final es la familia Bulgheroni y el Presidente del Directorio de la Garante es Alejandro P. Bulgheroni. CNOOC Limited es la productora de petróleo y gas natural *off-shore* más importante de China y una de las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos más grande del mundo. CNOOC Limited cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Hong Kong y en la Bolsa de Valores de Shanghai.

### Estructura societaria

Los activos y pasivos de Pan American se hallan distribuidos entre la Sucursal y otras seis subsidiarias principales:

- la Sucursal, que posee prácticamente todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos en la zona continental de la Argentina, como también la mayoría de los activos de refinación, distribución y comercialización en la Argentina y es la parte obligada respecto de la mayor parte de la deuda financiera consolidada de Pan American;
- Pan American Sur S.A., que posee los activos de exploración y producción de hidrocarburos *onshore* y *offshore* en la Provincia de Tierra del Fuego y en territorios bajo jurisdicción federal argentina, y que tiene una participación del 11,22% en VMOS S.A. (“VMOS”), entidad que lleva adelante el proyecto de construcción del oleoducto Vaca Muerta Sur;
- PAE E&P Bolivia Ltd., la cual posee, a través de su sucursal en Bolivia, una participación en el área Caipipendi en Bolivia, mediante un contrato operativo con YPFB con relación al área de Caipipendi;
- Hokchi Energy, la cual posee participaciones en tres áreas en México a través de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en virtud de un acuerdo celebrado originalmente con la CNH (que en el primer trimestre de 2025 fue extinguida y reemplazada por la Comisión Nacional de Energía, bajo la autoridad de la SENER) respecto a (i) el área Hokchi con una participación del 55%, en consorcio con AEI Hidrocarburos S.A. de C.V., el cual tiene una participación del 8%, y con las siguientes subsidiarias de del Grupo Harbour en México: (a) Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V., con una participación del 7%, (b) Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V., con una participación del 20%, (c) Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V., con una participación del 3%, y (d) Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V., con una participación del 7%, (ii) el área 34 con una participación del 15%, en consorcio con subsidiarias de BP y Total S.A. (esta área está actualmente en proceso de devolución a la SENER); y (iii) el área 31 con una participación del 75%, en consorcio con Xaxamani Energy, S. de R.L. de C.V., que posee el 25% restante;
- Pan American Fuegoína S.A. (“**Pan American Fuegoína**”), que posee una participación en (i) PES, una sociedad dedicada a la generación de energía eólica; y (ii) Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. para el desarrollo de dos proyectos de generación de energía eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut; y
- Pan American Energy Energias Renováveis Ltda., que es propietaria indirectamente de diez sociedades de propósito único constituidas para desarrollar y operar Novo Horizonte, una planta de generación de energía eólica ubicada en el Estado de Bahía, Brasil.

El siguiente cuadro ilustra las subsidiarias directas e indirectas más importantes de Pan American<sup>(1)</sup>:



(1) Incluye subsidiarias de propiedad absoluta. “Otros” incluye servicios de construcción y servicios petroleros y participaciones minoritarias en operaciones de *midstream* y *downstream*.

Véase la nota N° 2.2 a los Estados Financieros Condensados Consolidados Intermedios No Auditados de Pan American que contiene una lista completa de las subsidiarias de Pan American.

El siguiente cuadro contiene información consolidada seleccionada de la Sucursal y de las seis subsidiarias operativas de Pan American:

	Al 31 de diciembre de 2024		Para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025	
	Ventas y Otros ingresos operativos (1)	Deuda Financiera (2)	Ventas y Otros ingresos operativos (1)	Deuda Financiera (2)
<i>(en millones de US\$)</i>				
Sucursal Argentina .....	4.727,6	3.122,5	3.613,7	3.819,5
Pan American Sur.....	259,9	-	232,9	-
Pan American Fuegoína.....	8,3	8,6	5,9	6,6
PAE E&P Bolivia Ltd. ....	144,0	-	69,7	-
Manpetrol S.A. ....	-	2,5	-	1,4
Pan American Energy Energías Renovaveis Ltda. ....	31,9	322,7	39,2	395,1
Hokchi Energy.....	383,3	160,4	231,6	29,5
<b>EMSEP</b>	0,4	-	0,3	-
<b>Total.....</b>	<b>5.555,3</b>	<b>3.616,8</b>	<b>4.193,4</b>	<b>4.252,1</b>

(1) Ventas y Otros ingresos operativos presentados en una base consolidada.

(2) La deuda financiera de la Sucursal indicada en el cuadro precedente se expone en forma no consolidada.

## Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Garante consiste en crear valor para sus socios mediante la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y proyectos de *downstream* de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Garante poner en producción de manera orgánica su base de reserva y continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, a través de la alta capacidad de conversión de su refinería modernizada, con miras a capturar mercados de mayor valor añadido para sus productos de hidrocarburos y productos refinados, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental. La Garante aspira a consolidar su posición como una de las compañías energéticas líderes de la Argentina y a evaluar oportunidades en otros mercados que le permitan diversificar sus operaciones.

La Garante comprende la importante volatilidad inherente a los mercados de petróleo crudo, gas natural y productos refinados en el que opera y procura estar preparada para hacer frente a acontecimientos mundiales inesperados que puedan repercutir en su actividad. Gracias al disciplinado enfoque que ha adoptado en materia de costos, su sólida estrategia de negocio y las importantes mejoras internas que fue implementando a lo largo de los años, se considera que Pan American es hoy una compañía más resiliente, dotada de una importante flexibilidad para encarar y hacer frente a la imprevisibilidad del mercado.



Para lograr estos objetivos, la Garante se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo en el segmento upstream.* La Garante entiende que una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo y una cartera equilibrada de reservas probadas y no probadas tanto de petróleo crudo como de gas natural son esenciales para su éxito a largo plazo. En este sentido, la Garante continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción (es decir, Cerro Dragón, Cuenca Neuquina y Cuenca Marina Austral), junto con sus actividades de exploración.
- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales.* La Garante está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo crudo y gas natural no convencionales, principalmente en la formación de Vaca Muerta, a través de sus operaciones y participación en consorcios. Pan American considera que las actividades de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta continúan presentando importantes oportunidades para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades regionales y accesorias.* A través de sus actividades de exploración y desarrollo, la Garante aspira a optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y la reposición de su amplia base de reservas no solo en la Argentina, sino también en otros países que ofrecen oportunidades, como México, donde opera un yacimiento petrolífero *offshore*. Pan American también se encuentra comprometida a ampliar aún más su negocio y sus actividades relacionadas con la licuefacción de gas. A su vez, pretende seguir diversificando sus operaciones al aprovechar las oportunidades que puedan surgir en los sectores del petróleo crudo y el gas natural, de la refinería y energético, los cuales son complementarios a sus operaciones actuales.
- *Continuidad del proyecto de modernización y determinación de eficiencias de la refinería y optimización de la red de distribución de la Garante.* La Garante seguirá modernizando su refinería y las instalaciones relacionadas mediante la incorporación de nuevos procesos diseñados para cumplir especificaciones de productos nacionales más exigentes. La Garante considera que estas mejoras contribuyen a aumentar su margen de refinación y a atender mejor las necesidades de sus clientes. Asimismo, Pan American también está trabajando para mejorar sus capacidades de distribución y mejorar los puntos de venta para consolidar su cobertura nacional y optimizar el desempeño de sus puntos de venta.
- *Tecnología, productividad y eficiencia operativa.* La Garante ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está integrada en toda su organización. La Garante cuenta con procesos de gestión para establecer metas y monitorearlas, por lo que garantizan que las metas se cumplan en forma eficiente en relación con los costos y de manera segura. La Garante seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.
- *Solvencia.* La Garante prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. La Garante entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma.
- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social.* La Garante prevé mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en las que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- *Recursos humanos.* Un componente clave de la estrategia de la Garante es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la Garante crezca de forma orgánica.
- *Transición energética.* La transición energética presenta una excelente oportunidad para desarrollar y diversificar el negocio de la Garante. El objetivo de la Garante consiste en participar en iniciativas de impacto positivo que puedan ser redituables para el negocio, con pragmatismo y sentido comercial, y, al mismo tiempo, contribuir a la reducción de las

emisiones de carbono de la energía que provee. Argentina está bien posicionada para desarrollar energías renovables, biocombustibles y minerales clave, así como también para adoptar un papel fundamental en el mercado del GNL. La Garante procura aprovechar oportunidades en el mercado de GNL mediante su inversión en SESA para desarrollar el proyecto FLNG.

### **Fortalezas competitivas**

La Garante considera que las siguientes son sus principales fortalezas competitivas:

- *Sólidos antecedentes en actividades de exploración, desarrollo y producción.* Entre 2001 y 2024, la Garante invirtió US\$26,4 mil millones en exploración, desarrollo, producción y refinación de hidrocarburos. Durante el mismo período, incrementó su producción de petróleo crudo y gas natural en la Argentina en aproximadamente un 58%, de 150,5 mboe/d a 237,7 mboe/d. En 2024, aportó el 13,9% de la producción de petróleo crudo y gas natural en la Argentina, de acuerdo con el IAPG.
- *Importantes reservas de petróleo y gas.* Al 31 de diciembre de 2024, la Garante ocupaba el primer lugar en la Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción correspondiente a 2024, las reservas probadas netas estimadas de la Garante al 31 de diciembre de 2024 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2020-2024), la Garante alcanzó un índice de reposición de reservas del 90%. Sus concesiones son a largo plazo. Por ejemplo, las concesiones correspondientes a su principal área de producción en la Provincia del Chubut, Cerro Dragón, vencen en 2070, sujeto a la realización de las inversiones pertinentes.
- *Máxima eficiencia operativa.* La Garante ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está basada en conceptos gerenciales sólidos y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Casi todas las plantas y operaciones de la Garante en el área Cerro Dragón están automatizadas, funcionan con la electricidad generada por las centrales alimentadas a gas de su propiedad y están monitoreadas a través de un sistema de supervisión de pozos computarizado. Estas características hacen que las operaciones de la Garante en Cerro Dragón sean una de las áreas de extracción más avanzadas tecnológicamente y eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina. Los costos de producción de petróleo crudo y gas natural de la Garante fueron de US\$12,51 por boe en 2024, frente a US\$11,34 por boe en el año 2023.
- *Actor del sector energético integrado y diversificado.* La Garante es una empresa equilibrada que opera en el segmento de *upstream* de petróleo crudo y gas natural, siendo un actor plenamente integrado del sector hidrocarburífero de la Argentina. Esta integración vertical le otorga flexibilidad para optimizar su oferta de productos en respuesta a los cambios en el mercado.
- *Diversificación de las operaciones con una presencia regional.* La Garante ingresó en el mercado del petróleo crudo y gas natural de México mediante la construcción y operación de un yacimiento petrolífero offshore, en línea con su estrategia de crecimiento y diversificación geográfica. También participa en parques eólicos estratégicos en la Argentina y Brasil, con el objetivo de fortalecer su presencia regional y diversificar su oferta de productos.
- *Gran capacidad de refinación y conversión de petróleo crudo pesado en la refinería de Campana.* La Garante es la tercera refinadora de petróleo crudo más grande de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo. La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 16% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina en 2024. La refinería puso en marcha una importante modernización a través de un plan de ampliación con un presupuesto aproximado de US\$1,5 mil millones. Con la modernización, se incrementó el índice de conversión de la refinería y, como resultado de ello, aumentó la producción de productos más limpios y de alto valor, lo que alinea mejor la producción de la refinería con el crecimiento esperado en la demanda de gasoil y naftas. La modernización también mejora la calidad de los combustibles y permite que se cumplan las especificaciones relativas al contenido de azufre de combustibles y el tratamiento de las

emisiones en la refinería. Asimismo, en 2024 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, la refinería de Campana procesó 73% y 75% de petróleo crudo pesado (el cual es principalmente abastecido por su negocio de *upstream*), lo que le permite obtener márgenes de refinación más elevados. Según información publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2024, el 29% del petróleo crudo producido en la Argentina es petróleo crudo pesado, que sigue siendo abundante y se produce en cantidades que superan el volumen de consumo local.

- *Amplia capacidad de distribución y comercialización.* La Garante es la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo crudo refinados en términos de ventas. La Garante vende sus productos refinados a través de su división minorista y su división *business-to-business* (que incluye ventas a clientes industriales y mayoristas, clientes de los sectores de aviación y marítimo, y ventas de lubricantes y productos químicos). La Garante cuenta con cuatro terminales para despacho de productos y una red de distribución terrestre de terceros transportistas que abastece a sus estaciones de servicio minoristas en todo el país, lo que le permite distribuir sus productos a escala nacional, así como tres terminales de carga en los principales aeropuertos de la Argentina. Asimismo, al 30 de septiembre de 2025, cuenta con una red de 572 estaciones de servicio y 63 agro-servicios que son objeto de monitoreo permanente, con especial atención en la optimización.
- *Estructura de capital conservadora y gestión financiera prudente.* La Garante ha mantenido una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. Para el ejercicio finalizado el, y al, 31 de diciembre de 2024 y para el período de nueve meses finalizados el, y al, 30 de septiembre de 2025, la Deuda financiera total de la Garante representaba el 23,4% y el 26,2%, respectivamente, de su Capitalización Total y su ratio de EBITDA Ajustado/Cargo por intereses ajustado era de 6,2x y 4,2x, respectivamente. Asimismo, la Garante mantiene una de las calificaciones de crédito corporativo internacional más altas de la Argentina. Si bien sus planes incluyen importantes gastos de capital durante cada año en relación con sus actividades de exploración y desarrollo e inversiones en sus actividades de *midstream* y *downstream*, la Garante ha manejado estos requerimientos de capital con un alto nivel de liquidez y variadas fuentes de financiación.
- *Dirección calificada y accionistas comprometidos.* La gran experiencia de su equipo le ha permitido a Pan American lograr sólidos resultados operativos, aún en los ciclos más desafiantes para el sector, y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes reguladores del sector. Asimismo, la Garante combina la experiencia y la capacidad de sus socios, BP y BC, que han contribuido a su sólido rendimiento, combinando la experiencia tecnológica y operativa de BP con el conocimiento del país y de la región de BC. La Garante entiende que el soporte continuo, la vasta experiencia y los conocimientos tecnológicos de sus socios son una ventaja competitiva significativa para su negocio.
- *Prácticas ambientales y sociales responsables.* La Garante está fuertemente comprometida a contribuir al desarrollo económico, social y cultural, así como a emprender esfuerzos de preservación del medio ambiente, en las áreas en las que opera. Ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectiva para obtener mejoras en su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. El compromiso de la Garante con el desarrollo sustentable de las comunidades se ve demostrado por su apoyo a diversas actividades de desarrollo social focalizadas en áreas claves tales como la educación, la salud, el trabajo y el medio ambiente. La Garante ha unido también a una serie de entidades no gubernamentales para identificar oportunidades de mayores inversiones e impactos sociales.

### Segmentos de negocio

La Garante actualmente lleva a cabo sus operaciones principalmente a través de los siguientes segmentos:

- el segmento de *upstream*, el cual consta fundamentalmente de las actividades de exploración y producción de la Garante;
- el segmento de *downstream*, el cual consta principalmente de las actividades de refinación, distribución y comercialización de la Garante; y

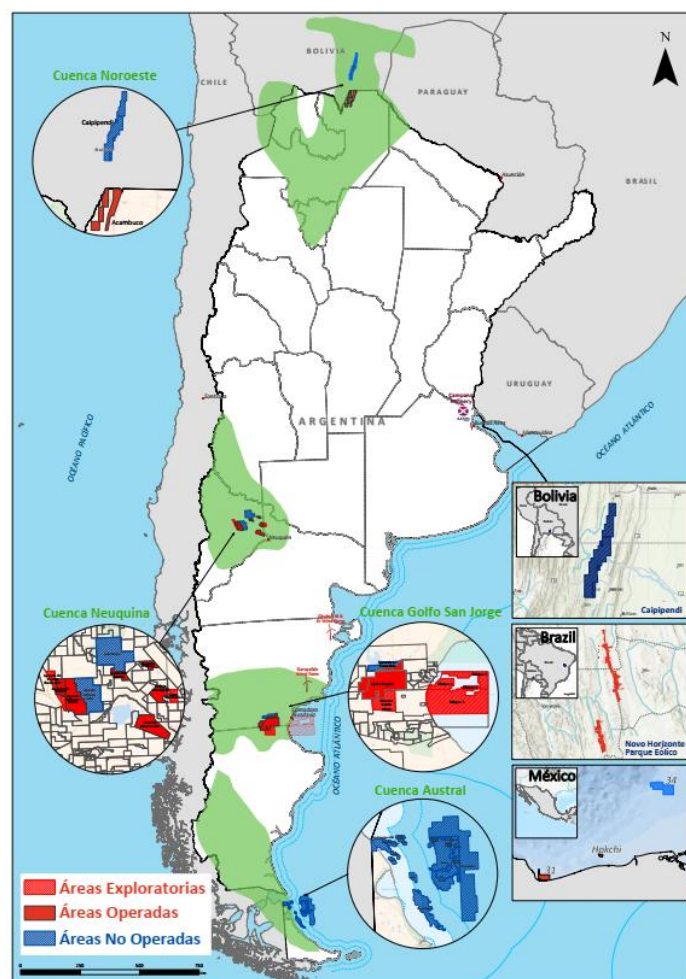
- otros, que comprende servicios para la industria del petróleo crudo y gas natural, transporte de petróleo crudo y gas natural, almacenamiento de petróleo crudo, instalaciones portuarias para petróleo crudo, y generación de energía.

## Operaciones de *upstream*

### Introducción

Las actividades de exploración de la Garante en la Argentina por lo general se llevan a cabo en el marco de permisos de exploración otorgados por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales, y en virtud de convenios de asociación con terceros.

El siguiente mapa señala las principales áreas de operaciones del segmento de *upstream* de Pan American:



### Producción

La principal clase de petróleo crudo producido por la Garante es el Escalante, obtenido en el área Cerro Dragón, que representó aproximadamente el 71% de su producción total de petróleo crudo en 2024. Escalante es una mezcla de petróleo dulce de 24 grados API con bajo contenido de azufre, lo que lo hace atractivo para las refinerías del mundo. El resto de crudo producido por la Garante es más ligero y se vende generalmente a refinerías locales en la Argentina. A nivel nacional, la Garante abastece principalmente de petróleo Escalante y Cañadón Seco a su refinería de Campana.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo crudo y gas natural de la Garante correspondiente a cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
Petróleo (mbbls).....	118,2	115,0	112,6	112,4	112,2
Gas <sup>(1)</sup> (mmcf) .....	727,3	726,8	725,5	730,3	713,8
Total <sup>(2)</sup> (mboe).....	243,6	240,3	237,7	238,3	235,3

- (1) La producción diaria neta promedio de gas incluye el gas producido y utilizado como combustible en las operaciones.
- (2) En función de una tasa de conversión de un barril de petróleo crudo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas.

La tabla incluida a continuación muestra el promedio de precios de petróleo crudo y gas natural realizados y los costos de producción de la Garante para cada uno de los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2023	2024
Precio promedio del petróleo (US\$ por bbl)	77,38	65,12	70,93
Precio promedio del gas (US\$ por mcf)	4,10	3,67	3,42
Costos de producción promedio (US\$ por boe)	10,57	11,34	12,51

### Reservas

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a las áreas Cuenca Marina Austral, Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Aguada Canepa, Bandurria Centro, Aguada de Castro y Hokchi fue realizada por Ryder Scott. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Estancia La Escondida, Caipipendi y Acambuco fue realizada por RPS. Las certificaciones de reservas proporcionadas constituyen auditorías independientes, completas e integrales, que implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas, probables y posibles de todos los activos de la Garante en la Argentina, Bolivia y México. Las estimaciones de reservas fueron preparadas de conformidad con las directrices de divulgación emitidas por la SEC y, en el caso de la certificación de Ryder Scott, también conforme a la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros del Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*), el Consejo Mundial del Petróleo (*World Petroleum Council*), la Asociación Estadounidense de Geólogos del Petróleo (*American Association of Petroleum Geologists*), la Sociedad de Ingenieros en Evaluación de Petróleo (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*), la Sociedad de Geofísicos de Exploración (*Society of Exploration Geophysicists*), la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos (*Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*), y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros (*European Association of Geoscientists & Engineers*), establecida en el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System*) de 2018.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas probadas, probables y posibles netas estimadas de Pan American eran de 2.398,4 mmoeb, consistentes en 1.480,1 mmbbl de petróleo crudo y condensado y 5.326,5 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.573,7 mmoeb son probadas, de las cuales el petróleo crudo y el condensado representaban aproximadamente el 63% y el gas, aproximadamente el 37%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2024, las reservas probadas netas estimadas de Pan American al 31 de diciembre de 2024 representaban una duración de reservas aproximada de 24 años para el petróleo crudo y 13 años para el gas natural, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 18 años.

Desde su constitución en 1997, la Garante ha mantenido un fuerte índice de reemplazo de reservas en línea con su estrategia de largo plazo para promover el crecimiento de la producción. La Garante procuró ascender las reservas no probadas al estatus de probadas desarrolladas y, al mismo tiempo, mantener la calidad de reemplazo mediante inversiones anuales para abastecer una amplia gama de opciones en todas las categorías de reservas.

El siguiente cuadro muestra las reservas certificadas netas de petróleo crudo y gas natural de la Garante al 31 de diciembre de 2024:

	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	GLP (mmbbls)	Total (mmoeb)
Probadas	990,2	3.343,4	7,1	1.573,7
Probables	406,0	1.377,6	2,2	645,7
Posibles	74,6	605,5	0,0	179,0
<b>Total Reservas Certificadas</b>	<b>1.470,7</b>	<b>5.326,5</b>	<b>9,3</b>	<b>2.398,4</b>

La Sucursal y Pan American Sur S.A. están obligadas a presentar estimaciones de las reservas de petróleo crudo y gas natural ante determinadas autoridades regulatorias gubernamentales argentinas. La base de presentación de información sobre reservas ante dichas autoridades, en el caso de áreas en las que la

Sucursal y Pan American Sur S.A. no revisten la calidad de operadoras, no es idéntica a la base utilizada para informar los datos sobre reservas que se presentan en este documento.

El siguiente cuadro muestra las estimaciones de la Garante de sus reservas de petróleo crudo y gas natural probadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 1 de enero de 2022, 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2024.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas <sup>(1)</sup>	Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas			
	Petróleo (mdbl) <sup>(2)</sup>	Gas (mmcf) <sup>(2)</sup>	GLP (mdbl) <sup>(2)</sup>	Total (mboe) <sup>(2)</sup>
<b>Al 1 de enero de 2022</b> <sup>(3) (7) (18)</sup>	1.072.732	2.948.033	3.514	1.584.527
Revisiones de estimaciones anteriores	(315)	363.944	3.556	65.990
Redeterminación de participaciones	-	-	-	-
Ampliaciones y descubrimientos	-	-	-	-
Adquisiciones de reservas existentes	24.141	6.684	-	25.293
Disposición de reservas existentes	(1.553)	(598)	-	(1.656)
Recuperación mejorada	27.978	164.044	-	56.261
Producción del ejercicio <sup>(8)</sup>	(43.091)	(258.780)	-	(87.708)
<b>Al 31 de diciembre de 2022</b> <sup>(4) (9) (14) (15)</sup>	<b>1.079.892</b>	<b>3.223.327</b>	<b>7.070</b>	<b>1.642.707</b>
Revisiones de estimaciones anteriores	17.548	60.541	647	28.633
Redeterminación de participaciones	-	-	-	-
Ampliaciones y descubrimientos	29.712	175.954	-	60.049
Adquisiciones de reservas existentes	-	95.140	-	16.403
Disposición de reservas existentes	(11.807)	(5.294)	-	(12.720)
Recuperación mejorada	-	-	-	-
Producción del ejercicio <sup>(10)</sup>	(42.833)	(261.678)	-	(87.950)
<b>Al 31 de diciembre de 2023</b> <sup>(5) (11) (14) (15)</sup>	<b>1.072.512</b>	<b>3.287.990</b>	<b>7.717</b>	<b>1.647.122</b>
Revisiones de estimaciones anteriores	(55.107)	(67.904)	(639)	(67.454)
Redeterminación de participaciones	-	-	-	-
Ampliaciones y descubrimientos	42.816	393.511	-	110.663
Adquisiciones de reservas existentes	-	-	-	-
Disposición de reservas existentes	(28.769)	(8.972)	-	(30.314)
Recuperación mejorada	-	-	-	-
Producción del ejercicio <sup>(12)</sup>	(41.297)	(261.216)	-	(86.334)
<b>Al 31 de diciembre de 2024</b> <sup>(6) (13) (14) (15)</sup>	<b>990.155</b>	<b>3.343.409</b>	<b>7.078</b>	<b>1.573.683</b>

- (1) Las evaluaciones de producción bruta no se deducen de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, excepto en el área de Hokchi.
- (2) "mdbl" significa mil barriles; "mmcf" significa un millón de pies cúbicos y "mboe" significa mil barriles de equivalente de petróleo. La Garante ha utilizado una tasa de conversión de 1 barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas o un barril de GLP.
- (3) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2021 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro y Aguada Cánepa; según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco, Caipipendi y Hokchi en su informe al 31 de diciembre de 2021.
- (4) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2022 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro y Aguada Cánepa; según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco, Caipipendi y Hokchi en su informe al 31 de diciembre de 2022.
- (5) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2023 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro, Aguada Cánepa y Hokchi; según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2023.
- (6) Según la estimación de Ryder Scott en su informe al 31 de diciembre de 2024 para las áreas Lindero Atravesado, Cuenca Austral, San Roque, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro, Aguada Cánepa y Hokchi; según la estimación de RPS para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Estancia La Escondida, Acambuco y Caipipendi en su informe al 31 de diciembre de 2024.
- (7) Incluye 713 mil millones de pies cúbicos de gas combustible.
- (8) Incluye 43 mil millones de pies cúbicos de gas natural utilizado en las operaciones.
- (9) Incluye 717 mil millones de pies cúbicos de gas combustible.
- (10) Incluye 42 mil millones de pies cúbicos de gas natural utilizado en las operaciones.
- (11) Incluye 740 mil millones de pies cúbicos de gas combustible.
- (12) Incluye 40 mil millones de pies cúbicos de gas natural utilizado en las operaciones.
- (13) Incluye 698 mil millones de pies cúbicos de gas combustible.

- (14) De acuerdo con el artículo 357 de la Constitución Política de Bolivia en vigencia desde el 7 de febrero de 2009, las reservas del área Caipipendi incluidas en los cuadros anteriores de reservas probadas no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Garante, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. Conforme a las aludidas disposiciones constitucionales, el gobierno de Bolivia es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías. El volumen de reservas probadas correspondientes al área Caipipendi incluidas en el cuadro es el siguiente: (i) al 1 de enero de 2022: 9.971 mbbl de petróleo y 343.092 mmcf de gas, equivalentes a 69.125 mboe; (ii) al 31 de diciembre de 2022: 7.082 mbbl de petróleo y 275.159 mmcf de gas, equivalentes a 54.523 mboe; (iii) al 31 de diciembre de 2023: 5.035 mbbl de petróleo y 209.750 mmcf de gas, equivalentes a 41.199 mboe; y (iv) al 31 de diciembre de 2024: 4.099 mbbl de petróleo y 176.430 mmcf de gas, equivalentes a 34.517 mboe.
- (15) De acuerdo con los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de México en vigencia desde el 11 de junio de 2013, las reservas del área Hokchi incluidas en los cuadros anteriores de reservas probadas no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Garante, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. Conforme a las aludidas disposiciones constitucionales, el gobierno de México es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías. El volumen de reservas probadas correspondientes al área Hokchi incluidas en el cuadro es el siguiente: (i) al 1 de enero de 2022: 43.791 mbbl de petróleo y 14.797 mmcf de gas, equivalentes a 46.342 mboe; (ii) al 31 de diciembre de 2022: 35.110 mbbl de petróleo y 13.525 mmcf de gas, equivalentes a 37.442 mboe; (iii) al 31 de diciembre de 2023: 22.118 mbbl de petróleo y 8.796 mmcf de gas, equivalentes a 23.634 mboe; y (iv) al 31 de diciembre de 2024: 19.865 mbbl de petróleo y 8.033 mmcf de gas, equivalentes a 21.250 mboe.

### Actividades de perforación

Los siguientes cuadros muestran la cantidad de pozos productivos de petróleo crudo y gas natural, brutos y netos, en los que Pan American tenía participaciones al 31 de diciembre de 2024.

	Al 31 de diciembre de 2024
Pozos de petróleo <sup>(1)</sup>	
Brutos	4.831,0
Netos	4.738,4
Pozos de gas <sup>(1)</sup>	
Brutos	1.146,0
Netos	665,2

- (1) Prácticamente todos los pozos productivos de petróleo crudo y gas natural son pozos de terminación múltiple (más de una formación con producción en el mismo pozo de sondeo). Si una de las terminaciones múltiples en un determinado pozo es una terminación de petróleo, el pozo se clasifica como pozo de petróleo.

El siguiente cuadro presenta la cantidad de pozos productivos de petróleo crudo y gas natural netos, y pozos de exploración y de desarrollo secos (terminados o abandonados) perforados por la Garante para los ejercicios indicados.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2023	2024
De exploración			
Productivos	1,00	1,00	1,00
Secos	0	0	0
De desarrollo <sup>(1)</sup> .....			
Productivos	154,6	107,7	130,7
Secos	1,00	1,00	0

- (1) Los pozos de desarrollo no incluyen pozos de servicio finalizados para inyección de agua.

### Áreas de Pan American

El siguiente cuadro contiene cierta información sobre las áreas de producción en las que la Garante tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2024. En general, la Garante actualiza las estimaciones de reservas con frecuencia anual.

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2024								Producción Diaria Neta Promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025
Lugar	Área/Yacimiento <sup>(1)</sup>	Participación de la Garante (%)	Petróleo (mmbbls)	Gas (bcf)	GLP (mmbbls)	Total (mmboe)	Desarrolladas (%)	(mboe)
<b>ARGENTINA</b>								
Cuenca Austral	Cuenca Marina							
Cuenca	Austral <sup>(2)</sup> .....	25,0	6,5	717,7	7,1	137,3	89,3	35,4
Neuquina	Aguada Pichana Este <sup>(3)</sup> ...	5,6	0,7	154,8	—	27,4	48,8	6,0
	San Roque.....	16,47	0,2	9,8	—	1,9	100,0	1,9
	Lindero Atravesado.....	62,5	52,1	82,0	—	66,2	45,0	12,7
	Bandurria Centro .....	100,0	15,4	18,6	—	18,6	19,8	1,6
	Aguada Pichana Oeste ...	60,0	—	1,211,3	—	208,8	37,6	28,0
	Aguada de Castro.....	60,0	—	120,2	—	20,7	44,6	2,5
	Coirón Amargo Sur Este	90,0	107,0	27,9	—	111,8	23,4	9,2
	Aguada Cánepa <sup>(4)</sup> .....	90,0	46,7	12,6	—	48,9	21,2	4,4
	Cerro Dragón/ Anticlinal							
Cuenca Golfo	Funes/Meseta Cerón							
San Jorge	Chico <sup>(5)</sup> .....	100,0/70,0	736,1	729,0	—	861,7	67,6	104,5
	Estancia La Escondida ...	25,0	0,2	0,1	—	0,2	100,0	0,1
Cuenca								
Noroeste	Acambuco.....	52,0	1,4	75,1	—	14,3	100	5,1
<b>BOLIVIA</b>								
Cuenca Tarija	Caipipendi <sup>(6)</sup> .....	25,0	4,1	176,4	—	34,5	94,3	15,6
<b>MÉXICO</b>								
Cuenca Sureste	Hokchi <sup>(7)</sup> .....	55,0	19,9	8,0	—	21,3	100,0	8,3
Total .....			990,2	3,343,4	7,1	1,573,7	60,1	235,3

<sup>(1)</sup> La Garante tiene a su cargo la operación de las áreas Lindero Atravesado, Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Bandurria Centro, Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro, Aguada Cánepa, Coirón Amargo Sur Este, Acambuco y Hokchi, mientras que la operación de las áreas Cuenca Marina Austral, Aguada Pichana Este, San Roque, Estancia La Escondida y Caipipendi están a cargo de sus socios en *joint ventures*.

<sup>(2)</sup> El área Cuenca Marina Austral comprende las áreas Tauro-Sirius, Carina Norte, Carina Sudeste y Leo.

<sup>(3)</sup> La Sucursal posee una participación del 5,6% en el área Aguada Pichana Este, excepto por los pozos de *shale* gas finalizados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y gas compacto, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación de Vaca Muerta, en los que la participación de la Sucursal es del 18,18%.

<sup>(4)</sup> Aguada Cánepa es una concesión para explotación no convencional otorgada por el Decreto N° 1446/2020 emitida por el gobernador de la Provincia del Neuquén.

<sup>(5)</sup> Cerro Dragón y Anticlinal Funes se consideran un área.

<sup>(6)</sup> De acuerdo con el artículo 357 de la Constitución Política de Bolivia en vigencia desde el 7 de febrero de 2009, las reservas del área Caipipendi incluidas en el cuadro precedente no fueron registradas en ninguna bolsa de valores como propiedad de la Garante, ni fueron utilizadas como garantía de operaciones de financiamiento. El gobierno de Bolivia es el único autorizado a realizar dicho registro y constitución de garantías.

<sup>(7)</sup> El porcentaje de participación de las reservas probadas en Hokchi al 31 de diciembre de 2024 es del 26,6% para petróleo crudo y 26,5% para gas natural, ambos correspondientes a la participación (55%) en Hokchi.



Las siguientes tablas muestran la producción diaria neta promedio de petróleo crudo y gas natural para el ejercicio 2024 y para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 para cada área de producción en la que la Garante posee participación.

Área/Yacimiento	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024		
	Petróleo (mbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
<b>ARGENTINA</b>			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes/Meseta			
Cerón Chico .....	79,4	179,9	110,5
Acambuco .....	0,6	28,9	5,5
San Roque .....	0,2	10,7	2,0
Aguada Pichana Este .....	0,2	35,6	6,3
Aguada Pichana Oeste .....	—	171,6	29,6
Aguada de Castro .....	—	18,3	3,1
Aguada Cánepa .....	1,3	0,6	1,4
Lindero Atravesado .....	7,5	26,5	12,1
Piedra Clavada .....	1,7	0,3	1,8
Koluel Kaike .....	1,0	0,7	1,1
Bandurria Centro .....	2,0	3,1	2,5
Cuenca Austral .....	1,5	149,1	27,2
Coirón Amargo Sur Este .....	6,5	2,1	6,9
Estancia La Escondida .....	0,1	—	0,1
<b>BOLIVIA</b>			
Caipipendi .....	2,2	93,5	18,3
<b>MÉXICO</b>			
Hokchi .....	8,5	4,5	9,3
<b>Total</b> .....	112,6	725,5	237,7

Área/Yacimiento	Por el período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025		
	Petróleo (mbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
<b>ARGENTINA</b>			
Cerro Dragón/Anticlinal Funes/Meseta			
Cerón Chico .....	77,6	156,3	104,5
Acambuco .....	0,5	26,7	5,1
San Roque .....	0,2	10,0	1,9
Aguada Pichana Este .....	0,2	33,4	6,0
Aguada Pichana Oeste .....	—	162,3	28,0
Aguada de Castro .....	—	14,5	2,5
Aguada Cánepa .....	4,2	1,4	4,4
Lindero Atravesado .....	8,4	25,1	12,7
Bandurria Centro .....	1,2	1,9	1,6
Cuenca Austral .....	1,9	194,3	35,4
Coirón Amargo Sur Este .....	8,5	4,0	9,2
Estancia La Escondida .....	0,1	—	0,1
<b>BOLIVIA</b>			
Caipipendi .....	1,8	79,7	15,6
<b>MÉXICO</b>			
Hokchi .....	7,6	4,1	8,3
<b>Total</b> .....	112,2	713,8	235,3

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha del presente referida a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Garante:

<b>Lugar</b>	<b>Área/Yacimiento <sup>(1)</sup></b>	<b>Superficie Bruta (en millas)</b>	<b>Participación de la Garante (%)</b>	<b>Superficie Neta (en millas)</b>
<b>ARGENTINA</b>				
Cuenca Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz) <sup>(1)</sup> .....	1.730,9	90	1.557,0
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut).....	4.483,0	90	4.034,7
	Centro Golfo San Jorge Marina-1 (Santa Cruz).....	62,6	90	56,3
	Meseta Cerón Chico .....	301,4	100	301,4
Cuenca Noroeste	Acambuco B .....	11,7	100	11,7
Cuenca Neuquina	Área Aguada de Castro Oeste I .....	29,6	90	23,7
	Área Aguada de Castro Oeste II .....	20,3	90	17,3
<b>MÉXICO</b>				
Cuenca Sureste	Block 31 <sup>(2)</sup> .....	64,9	75	48,7
	Block 34 <sup>(3)</sup> .....	182,5	15	27,4
<b>Total</b> .....		<b>6.886,9</b>	<b>—</b>	<b>6.078,2</b>

- (1) La Garante tiene a su cargo la operación de las áreas Golfo San Jorge Marina, (Santa Cruz y Chubut), Centro Golfo San Jorge Marina-1, Meseta Cerón Chico, Acambuco B, el Área Aguada de Castro Oeste I, el Área Aguada de Castro Oeste II y el Área 31.
- (2) El 19 de mayo de 2025, se presentó ante la SENER una solicitud de restitución parcial de 84,85 km<sup>2</sup> (20.966.892 acres) del área total contratada de 262,76 km<sup>2</sup> (64.929,41 acres). La Garante se encuentra actualmente a la espera de la confirmación y aceptación por parte de la SENER.
- (3) El 7 de agosto de 2024, la CNH concluyó su revisión de cumplimiento y declaró la extinción del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018 correspondiente al Área 34. La ejecución del acuerdo de liquidación aún está pendiente ante las autoridades de la SENER.

#### *Cerro Dragón Chubut, Cerro Dragón Santa Cruz y Anticlinal Funes*

Las áreas Cerro Dragón Chubut, Cerro Dragón Santa Cruz y Anticlinal Funes están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge, en las Provincias del Chubut y Santa Cruz, Argentina. La Sucursal opera las áreas y posee participaciones del 100% en Cerro Dragón Chubut y Cerro Dragón Santa Cruz, y una participación del 70% Anticlinal Funes. Durante 2024, las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes representaron el 70,5% de la producción total de petróleo crudo de la Garante y el 24,8% de las ventas de su producción total de gas. En 2024, la producción diaria neta promedio fue de 110,4 mboe (79,4 mbbls de producción de petróleo crudo diaria neta promedio y 179,8 mmcf de producción de gas natural diaria neta promedio). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes representaron el 69,0% de la producción total de petróleo crudo de la Garante y el 21,9% de su producción total de gas. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción diaria neta promedio fue de 104,4 mboe (77,4 mbbls de producción diaria neta promedio de petróleo crudo y 156,1 mmcf de producción diaria neta promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el total de pozos en producción en estas áreas era de 4.070, con 1.124 pozos inyectoros activos.

Ambas áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes también contienen 54,8% del total de reservas probadas de la Garante (861,7 mmboe) al 31 de diciembre de 2024. Específicamente, el total de reservas probadas de petróleo crudo netas en las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes es de 736,1 mmmbbl y las reservas probadas de gas netas ascienden a 729,0 bcf.

Actualmente, los esfuerzos de la Garante en las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes están orientados a incrementar la producción de petróleo crudo mediante la reinyección de agua y polímeros en la tierra (recuperación secundaria y terciaria por inundación con agua). El agua de la formación producida se reinyecta en la formación. El área Cerro Dragón es asimismo un yacimiento totalmente electrificado que utiliza la producción de gas para generar su propia energía.

En abril de 2025, la concesión del área Cerro Dragón Chubut fue prorrogada por un plazo adicional de 45 años, hasta 2070, mediante la conversión de la concesión de explotación en una concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales. En el marco de dicha prórroga, la Sucursal suscribió un acuerdo con la Provincia del Chubut, en virtud del cual se comprometió a: (i) llevar a cabo un plan piloto de cinco pozos orientados a recursos no convencionales e implementar técnicas de recuperación terciaria en más de 50 pozos; (ii) realizar una inversión de hasta US\$230 millones a lo largo de cinco años; y (iii) pagar un bono de conversión de US\$20 millones dentro de los siete días siguientes a la publicación del Decreto N°

340/2025 en el Boletín Oficial, un bono de prórroga de US\$20 millones antes de abril de 2026, y US\$47,5 millones destinados a responsabilidad social empresarial, pagaderos en tres cuotas de US\$15,8 millones, US\$15,8 millones y US\$15,9 millones en abril de 2027, 2028 y 2029, respectivamente. Adicionalmente, la Sucursal se comprometió a implementar programas de becas y garantías de préstamos, a priorizar la contratación local en igualdad de condiciones, y a participar en entidades que promuevan el desarrollo sostenible y la diversificación productiva en la zona.

#### *Cuenca Marina Austral*

La Cuenca Marina Austral está situada en la Cuenca Austral, ubicada en la Provincia de Tierra del Fuego, Argentina.

Pan American posee una participación indirecta del 25% en el consorcio con el Harbour Group (37,5%) y con Total Austral S.A. Sucursal Argentina (“**Total Austral**”) (37,5%), en carácter de operadora, en el área Cuenca Marina Austral 1 (“**CMA-1**”). Durante 2024, la producción diaria neta promedio de la Garante fue de 27,2 mboe, lo que representó el 1,4% de su producción total de petróleo crudo (1,5 mbbls de producción diaria neta promedio de petróleo crudo) y el 20,6% de su producción total de gas (149,1 mmcf de producción diaria neta promedio de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción diaria neta promedio de la Garante fue de 35,4 mboe, lo que representó el 1,7% de su producción total de petróleo crudo (1,9 mbbls de producción diaria neta promedio de petróleo crudo) y el 27,2% de su producción total de gas (194,3 mmcf de producción diaria neta promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, CMA-1 comprendía el yacimiento *onshore* Ara-Cañadón Alfa y seis yacimientos *offshore*: Hidra, Kaus, Carina, Aries, Vega Pléyade y Fénix (este último entró en producción en diciembre de 2024, luego de la perforación y terminación de tres pozos). La producción de estos yacimientos se procesa en las plantas de Río Cullen y Cañadón Alfa.

El total de reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2024 era de 137,3 mmboe, de las cuales 13,5 mmbbl correspondían a reservas de petróleo crudo y gas natural líquido probadas netas y 717,7 bcf correspondían a reservas de gas netas.

El 26 de junio de 2024, a través del Decreto del Poder Ejecutivo de la Nación N°544/2025 se autorizó la cesión a Pan American Sur del 30% del área *offshore* Tauro-Sirius de Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. (“**ENI**”). El 31 de diciembre de 2024, a través del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1147/2024 se autorizó a Pan American Sur a transferir el 5% de su participación (2,5% a Total Austral y 2,5% a Harbour Group). El área Tauro-Sirius es operada en virtud del mismo acuerdo de operación conjunta que CMA-1 y las partes mantienen la misma participación (Pan American Sur el 25%, Harbour Group el 37,5%, y Total Austral, en carácter de operadora, el 37,5%).

#### *Caipipendi*

El área Caipipendi está situada en la Cuenca Tarija, ubicada en Bolivia. PAE E&P Ltd. posee una participación del 25% en el área, que es operada por Repsol. En 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 18,3 mboe y representó el 2,0% del total de producción de petróleo crudo de la Garante (2,2 mmbbl de producción de petróleo crudo diaria neta promedio) y 12,9% del total de producción de gas de la Garante (93,5 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 15,6 mboe y representó el 1,6% de la producción total de petróleo crudo de la Garante (1,8 mbbls de producción neta diaria promedio de petróleo crudo) y el 11,2% de su producción total de gas (79,7 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área era de 34,5 mmboe, de los cuales 4,1 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo crudo netas y 176,4 mmcf a reservas probadas de gas netas.

#### *Lindero Atravesado*

El área Lindero Atravesado está situada en la Cuenca Neuquina de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 62,5% en el área, que es operada por la Sucursal. En 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 12,1 mboe y representó 6,6% del total de producción de petróleo crudo de la Garante (7,5 mmbbl de producción de petróleo crudo diaria neta promedio) y 3,7% del total de producción de gas de la Garante (producción neta diaria promedio de gas de 26,5 mmcf). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio ascendió a 12,7 mboe y representó el 7,5% de la producción total de petróleo crudo de la Garante (8,4 mbbls de producción neta diaria promedio de petróleo crudo) y el 3,5% de su producción total de gas (25,1 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área tenía 204 pozos productivos. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área era de 66,2 mmboe, de los cuales 52,1 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo crudo netas y 82,0 mmcf a reservas probadas de gas netas.

En 2015, la Provincia del Neuquén otorgó a la Sucursal y a YPF una concesión de explotación no convencional sobre el área por un plazo de 35 años, la cual fue prorrogada en 2025 por la Provincia por 10 años más, hasta el 15 de julio de 2060 (Decreto N° 228/25 de la Provincia del Neuquén).

Pan American actualmente se encuentra desarrollando un proyecto de *shale oil* en la formación de Vaca Muerta. Este proyecto está en la fase de desarrollo en modo de fábrica, con 63 pozos horizontales en producción al 30 de septiembre de 2025.

#### *Aguada Pichana Este*

El área Aguada Pichana está situada en la Cuenca Neuquina de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 5,6% en el área, que es operada por Total Austral. La participación se incrementa a 18,18% con respecto a ciertos pozos de *shale* gas terminados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y *tight* gas, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación Vaca Muerta.

Durante 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 6,3 mboe (0,2 mbbls de producción neta diaria promedio de petróleo crudo y 35,6 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 6,0 mboe (0,2 mbbls de producción neta diaria promedio de petróleo crudo y 33,4 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área contaba con un total de 279 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área era de 27,4 mmboe, de los cuales 0,7 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo crudo netas y 154,8 bcf a reservas probadas de gas netas. Desde 2013 hasta 2016, la Garante realizó un programa piloto de 13 pozos, como resultado del cual la Provincia del Neuquén le otorgó una concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales por un plazo de 35 años sobre el área Aguada Pichana Este.

El proyecto de desarrollo de *gas shale* ya lleva conectados 78 pozos horizontales. Al 30 de septiembre de 2025, la longitud lateral promedio era de 3.000 metros.

#### *San Roque*

El área San Roque está situada en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, Argentina. La Sucursal posee una participación del 16,47% en el área, que es operada por Total Austral.

En 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,0 mboe (0,2 mbbl de producción de petróleo crudo diaria neta promedio y 10,7 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 1,9 mboe (0,2 mbbls de producción neta diaria promedio de petróleo crudo y 10,0 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área contaba con un total de 33 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2024, las reservas probadas netas totales de área ascendían a 1,9 mmboe, de las cuales 0,2 mmbbl correspondían a reservas probadas netas de petróleo crudo y 9,8 bcf a reservas probadas netas de gas.

La concesión del área San Roque finaliza en septiembre de 2027. Sin embargo, los socios del consorcio están evaluando un posible desarrollo no convencional.

#### *Bandurria Centro*

El área Bandurria Centro está situada en la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén. La Sucursal posee una participación del 100% en el área, que es operada por la Garante.

Durante 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,5 mboe (2,0 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 3,1 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 1,6 mboe (1,2 mbbl de producción neta diaria promedio de petróleo y 1,9 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área tenía en total 24 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área era de 18,6 mmboe, de los cuales 15,4 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 18,6 bcf a reservas de gas netas. La Sucursal resultó adjudicataria de una concesión para explotación no convencional en el área Bandurria Centro por un plazo de 35 años hasta el 16 de julio de 2050.

#### *Piedra Clavada y Koluel Kaike*

Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge de la Argentina, y fueron operadas por la Sucursal hasta el 31 de octubre de 2024, fecha en la que la Garante consumó la venta del 100% de sus participaciones en dichas áreas a Crown Point Energy Inc. por un precio compuesto por:

(i) un pago en efectivo de US\$12,0 millones (sujeto a ajustes de cierre) y (ii) pagos mensuales en especie que constan de un volumen de hidrocarburos líquidos producidos en esas áreas, que oscilará entre cero y 600 barriles por día, sujeto al precio de mercado del crudo determinado para cada mes, pagaderos en un plazo de 15 años a partir de la fecha de cierre. Esta transferencia fue aprobada por las Resoluciones N° 072/24 (ratificada por el Decreto N° 1098) y N° 073/24 (ratificada por el Decreto N° 1097), ambas emitidas por el Ministerio de Energía y Minería de la Provincia de Santa Cruz.

#### *Acambuco*

El área Acambuco está situada en la Cuenca Noroeste de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 52% en el área, que es operada por la Garante. Durante 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 5,5 boe (0,6 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 28,9 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 5,1 mboe (0,5 mbbbl de producción neta diaria promedio de petróleo y 26,7 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área tenía en total cinco pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área era de 14,3 mmbob, de los cuales 1,4 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 75,1 bcf a reservas probadas de gas netas.

La concesión original del área fue otorgada mediante el Decreto Provincial N° 2175/91, que vence en octubre de 2026. La Sucursal solicitó la prórroga de dicha concesión ante la Secretaría de Minería y Energía de Salta el 3 de diciembre de 2025.

#### *Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro*

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro están situadas en la zona oeste de la Cuenca Neuquina, cubriendo una superficie de 761 km<sup>2</sup>. Durante abril de 2023, se llevó a cabo un canje de participaciones entre la Sucursal, Total Austral e YPF, a raíz del cual la Sucursal se transformó en operadora, con una participación del 60% en las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro, en asociación con YPF. El principal objetivo de estas áreas es la producción de shale oil y shale gas desde la formación Vaca Muerta.

Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción diaria neta promedio de Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro fue de 30,5 mboe (176,8 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Durante la temporada de invierno de 2025 en la Argentina, se inyectaron a la red casi 10 millones de m<sup>3</sup>/d de gas. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas de ambas áreas era de 1.331,5 bcf de gas.

#### *Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz y Chubut)*

La Sucursal posee una participación del 90% en la explotación de tres áreas de exploración y producción *offshore* en la Cuenca Golfo San Jorge Marina de la Argentina, a través de convenios de asociación con las empresas de energía provinciales de propiedad estatal Fomicruz, de la Provincia de Santa Cruz, y Petrominera, de la Provincia del Chubut, con relación a las partes del área Centro Golfo San Jorge Marina situadas en cada una de las respectivas provincias.

Estas áreas se encuentran en aguas someras (de entre 20 y 100 metros de profundidad) y se las considera de alto riesgo debido a las incertidumbres geológicas existentes en el área. Están en fase de exploración.

#### *Meseta Cerón Chico*

El 23 de octubre de 2017 se adjudicó a la Sucursal y a BC Desarrollos Energéticos S.A. el permiso de exploración sobre el área Meseta Cerón Chico, situada en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, al sur del área Cerro Dragón. En un principio, la Sucursal detentaba el 70 % de la participación, mientras que BC Desarrollos Energéticos S.A. detentaba el 30 % de la participación en el permiso del área. En 2018, la Sucursal ejerció la opción de adquirir a BC Desarrollos Energéticos S.A. su participación en el área. La adquisición se consumó en octubre de 2018, a través del Decreto N° 929/2018, de fecha 8 de octubre de 2018, emitido por el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz, por lo cual la Sucursal se convirtió en la única titular del permiso.

En cumplimiento de los compromisos asumidos con relación al permiso, la Sucursal registró y procesó la tercera sísmica en el área del permiso- La perforación exitosa del pozo exploratorio PAE.SC.MCCh.x-1001 fue realizada durante el tercer trimestre de 2019, llevándose a cabo la finalización del pozo durante 2020. El pozo descubrió *tight* gas de la Fm Mina del Carmen, se unió a las instalaciones de producción y en la actualidad se encuentra bajo evaluación de producción a través de pruebas a largo plazo. Mediante el dictado del Decreto N° 346/2022, el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz aprobó la conversión del permiso de exploración en uno con objetivo no convencional.

El primer período de exploración debía completarse en agosto de 2022. Mediante Resolución N° 83/23 del IESC se aprobó el acceso al segundo período de exploración, que tendrá lugar en agosto de 2026.

Durante 2024, la Garante cumplió los compromisos correspondientes al segundo período exploratorio mediante la perforación del pozo PAE.SC.MCCh-1002, a través del que se descubrieron hidrocarburos en la formación Comodoro Rivadavia. Este pozo se encuentra en producción y su potencial petrolero está siendo evaluado.

#### *Aguada Cánepa*

El 24 de julio de 2015, la Sucursal celebró un acuerdo de *joint venture* con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”), la empresa de petróleo y gas de propiedad de la Provincia del Neuquén, para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el área Aguada Cánepa, situada en la Provincia del Neuquén. La Sucursal posee una participación del 90% y GyP posee una participación del 10%. Conforme a lo convenido en el acuerdo, la Sucursal se encargará de la operación del área, la perforación de un pozo exploratorio y la realización de ciertas pruebas petrofísicas. La Sucursal también es responsable de todos los costos de exploración, sin derecho alguno a reembolso. Los costos de desarrollo y producción serán distribuidos entre la Sucursal y GyP según sus respectivas participaciones en el *joint venture*.

El 29 de marzo de 2019, el Gobernador de la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 380/2019 por medio del cual convirtió el permiso exploratorio convencional oportunamente otorgado a GyP en un permiso exploratorio no convencional, autorizando el pase a un segundo período por dos años a contar desde el 17 de octubre de 2018. Adicionalmente, dispuso que se tenga por cumplido el compromiso de inversiones y el plazo correspondiente al primer período del permiso convencional. Por último, mediante el Decreto se aprobó el compromiso de perforar un pozo exploratorio a la formación Vaca Muerta y, sujeto a los resultados del mismo, a re-perforar el pozo ACax-1 y a reinterpretar la información sísmica 3-D. Este plan se consumó con éxito en 2019, con la perforación y el análisis del pozo Aca.x-101(h), sumado al reingreso y análisis del pozo Acax-1, así como el reprocesamiento de la cobertura de sísmica 3-D existente. La información técnica obtenida se dio a conocer oportunamente a las autoridades provinciales.

Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante el Decreto N° 1446/2020, la Provincia del Neuquén le otorgó a GyP una concesión a 35 años para explotación no convencional, a partir del 17 de octubre de 2020. La concesión incluía un plan piloto a 5 años, el cual fue finalizado en diciembre de 2025, orientado a alcanzar el potencial de producción de la formación Vaca Muerta dentro del área, dentro de cuyo plazo el concesionario asumió los siguientes compromisos: (i) perforar diez (10) pozos horizontales de aproximadamente 3.000 metros de longitud lateral; y (ii) construir instalaciones modulares superficiales para la separación, el almacenamiento y el transporte del crudo al punto de tratamiento. La Garante incurrió en un total aproximado de US\$120 millones en el marco de dicho plan piloto. El compromiso abarca también la inversión de las siguientes sumas por parte de GyP y de la Sucursal, a saber: (i) US\$2 millones en infraestructura y equipos adicionales; y (ii) US\$3 millones en responsabilidad social empresarial.

Como parte del plan piloto, se perforó un pozo piloto y ocho pozos horizontales con 3.000 metros de longitud lateral dirigidos a la formación Vaca Muerta, todos los cuales se encuentran en producción. Además, durante 2024, la Garante finalizó la construcción de instalaciones para tratar los hidrocarburos producidos en Aguada de Cánepa, y se están llevando a cabo las obras correspondientes a la construcción de un gasoducto multiproducto para conectar el área con las instalaciones de exportación de Coirón Amargo Sur Este.

Durante 2024, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,4 mboe. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 4,4 mboe (una producción de petróleo diaria neta promedio de 4,2 mmbbl y una producción de gas diaria neta promedio de 1,4 mmcf). Al 30 de septiembre de 2025, el área tenía doce pozos productivos en la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas probadas netas del área eran de 48,9 mmbae, de los cuales 46,7 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 12,6 bcf a reservas probadas de gas netas.

#### *Área Aguada de Castro Oeste Bloques I y II*

El 12 de octubre de 2023, el Decreto N° 1943/2023 de la Provincia del Neuquén aprobó el contrato para la Exploración, Desarrollo y Producción del Área Aguada de Castro Oeste Bloques I y II, que GyP y la Sucursal habían firmado el 16 de agosto de 2023 para la exploración y eventual explotación de las áreas mencionadas anteriormente. El contrato establece que la Sucursal debe pagar a la Provincia del Neuquén: (i) en el plazo de hasta diez días hábiles y dentro de los primeros diez días del mes de febrero de cada año de vigencia del contrato, un monto equivalente a dos unidades de trabajo, las cuales estarán destinadas a financiar actividades de capacitación y/o fiscalización a favor de la Subsecretaría de Energía, Minería e

Hidrocarburos, siendo el valor de cada Unidad de Trabajo de US\$5 mil); y (ii) en concepto de bono de acceso por única vez a las áreas, US\$1,2 millones, que fueron abonados en el plazo de tres días hábiles de publicado el Decreto N° 1943/2023. En el período inicial de cuatro años, la Sucursal se comprometió a destinar 13.072 unidades de trabajo (equivalentes a aproximadamente US\$65,4 millones) principalmente a perforar dos pozos exploratorios y realizar la sísmica 3D.

#### *Coirón Amargo Sur Este*

El área Coirón Amargo Sur Este (“**CASE**”) está situada en la Provincia del Neuquén, cubriendo una superficie de 227,8 km<sup>2</sup>. Tras una fase de delineación de siete pozos horizontales y el compromiso de construir tres pozos horizontales, aprobados para el segundo trimestre de 2021, la Provincia del Neuquén adjudicó a GyP una concesión a 35 años para explotación no convencional en el área CASE. Los compromisos ya fueron cumplidos.

La Sucursal y Magdalena Energy Argentina S.R.L. (“**Madalena**”) celebraron un acuerdo el 28 de abril de 2021, modificado el 22 de marzo de 2022, en virtud del cual la Sucursal acordó con Madalena que ésta última cediera a favor de la Sucursal, la participación de Madalena en la Unión Transitoria (“**UTE**”) CASE. El 22 de marzo de 2022, Madalena y la Sucursal cerraron la transacción como consecuencia de la cual la Sucursal adquirió la participación de Madalena del 29% en UTE CASE. A la fecha del presente, la Sucursal es titular de una participación del 90% en UTE CASE en tanto GyP es titular de la participación del 10% restante.

Como contraprestación por la cesión mencionada más arriba, la Sucursal y Madalena acordaron un precio que incluía los siguientes rubros: (i) la cancelación de cierta deuda de Madalena a la Sucursal, (ii) la cancelación de compromisos de aporte en efectivo impagos por parte de Madalena bajo el contrato UTE CASE; (iii) el pago por la Sucursal a Madalena de ciertos montos en carácter de depósito y anticipo, (iv) el pago por la Sucursal, en nombre de Madalena, de la suma de US\$6 millones a la Provincia del Neuquén en relación con una deuda que Madalena mantenía con la Provincia y (v) el pago por la Sucursal de una regalía con un límite inicial de US\$16.210.000, aplicando un factor de ajuste. Dicha regalía (a) se devengará al 1 de enero de 2021; (b) será abonada por un período máximo de 20 años; y (c) su pago se realizará cada seis meses y será equivalente a: (i) 1,25% de las ganancias netas generadas por la participación del 29% cedida a la Sucursal, hasta la suma de US\$8 millones y (ii) 2,5% de las ganancias netas generadas con motivo de la cesión, por el resto de los pagos que deban efectuarse a Madalena respecto de dicho rubro.

Durante 2024, la producción neta diaria promedio del área ascendió a 6,9 mboe (6,5 mbbbls de producción neta diaria promedio de petróleo y 2,1 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción neta diaria promedio del área fue de 9,2 mboe (8,5 mbbbls de producción neta diaria promedio de petróleo y 4,0 mmcf de producción neta diaria promedio de gas). Al 30 de septiembre de 2025, el área contaba con 28 pozos productivos provenientes de la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2024, las reservas probadas netas totales del área ascendían a 111,8 mmbbl, de las cuales 107,0 mmbbl correspondían a reservas probadas netas de petróleo y 27,9 bcf correspondían a reservas probadas netas de gas.

Durante 2024, la Sucursal puso en marcha plantas de procesamiento y evacuación de petróleo y gas para dar soporte al desarrollo de las áreas CASE y Aguada de Cánepa.

#### *Loma Guadaluza*

El área Loma Guadaluza se encuentra en el flanco oriental de la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Río Negro, Argentina. El área tiene una superficie total de 101,2 km<sup>2</sup> y está ubicada dentro de la franja de la ventana de petróleo negro, a menos de 3 km al este del área CASE.

El 25 de septiembre de 2025, mediante el Decreto N° 827/25, la Provincia de Río Negro otorgó a la Garante y a Tango Energy Argentina S.A. (ex Petrolera Aconcagua Energía S.A.) (“**Tango Energy**”) una concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales a 35 años, con inicio el 4 de agosto de 2025. La Garante operará el área con una participación del 65%, mientras que Tango Energy tendrá el 35% restante. La empresa provincial EDHPSA S.A. no participa en la unión transitoria, pero se le ha otorgado el derecho a percibir un pago equivalente al 2,5% del valor de la producción no convencional, pagadero mediante el mismo mecanismo que las regalías mensuales.

Se ha establecido un plan piloto inicial en el cual la unión transitoria se compromete a perforar dos pozos horizontales de aproximadamente 3.000 metros de profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) y 3.000 metros de longitud lateral dentro de los primeros tres años de la concesión. El plan actualmente contempla perforar el primer pozo hacia fines de 2026 y el segundo pozo en el cuarto trimestre de 2027.

### *Área Hokchi*

Las actividades de exploración y desarrollo de la Garante en el área Hokchi en México están a cargo de su subsidiaria Hokchi Energy, en carácter de operadora.

El 24 de octubre de 2022, Hokchi Energy celebró contratos de compraventa de activos en virtud de los cuales (i) adquirió una participación del 15% en el área Hokchi que pertenecía a E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V., y (ii) vendió una participación del 37% en el área Hokchi a cuatro subsidiarias de propiedad absoluta del Harbour Group en México. El 30 de marzo de 2023 se obtuvieron las aprobaciones gubernamentales correspondientes a dichas transacciones. Asimismo, el 10 de agosto de 2023, AEI Hidrocarburos, S.A. de C.V. (“**AEI**”) ejerció su opción de adquirir una participación adicional del 4,4% en el área Hokchi. Como resultado, desde el 10 de agosto de 2023, las participaciones en el área Hokchi se encuentran distribuidas de la siguiente manera: 55% en manos de la Garante a través de Hokchi Energy, 37% en manos de Harbour Group (Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V. posee un 7%; Sierra Coronado E&P S. de R.L. de C.V., un 20%; Sierra Offshore Exploration S. de R.L. de C.V., un 3%; y Sierra Perote E&P S. de R.L. de C.V., un 7%) y 8% en manos de AEI.

Esta área *offshore* está situada en la cuenca sureste mexicana (costa de Tabasco) y consta de una extensión de 40 km<sup>2</sup>. El área está situada a 27 kms. de la costa del Estado de Tabasco, en aguas de 35 metros de profundidad, aproximadamente.

El 30 de octubre de 2016, Hokchi Energy se transformó en la primera empresa de capitales privados en perforar un pozo *offshore* en México, tras la reforma de la industria energética de ese país. Hokchi Energy finalizó la fase de evaluación de su contrato de producción compartida tras perforar cinco pozos, superando el compromiso asumido, y presentó un plan de desarrollo ante la ahora extinta CNH, la cual, en el primer trimestre de 2025, fue disuelta y reemplazada por la CNE, bajo la órbita de la SENER.

El plan fue aprobado el 27 de abril de 2018, tras lo cual Hokchi Energy quedó autorizada a explotar el área que contiene una cantidad bruta de 101 mmbbl de reservas probadas certificadas, de las cuales se estima que un 44,9% estará disponible para comercialización por parte de la Garante. La producción de petróleo comenzó en mayo de 2020. El contrato de producción compartida finaliza en 2040, pudiendo ser extendido por hasta dos períodos adicionales de cinco años cada uno, hasta el año 2050.

Desde mayo de 2020, Hokchi Energy viene manteniendo una producción estable y realizando entregas a PEMEX, conforme al contrato de abastecimiento de fecha 13 de septiembre de 2019, celebrado entre PEMEX y Hokchi Energy.

Entre marzo de 2020 y octubre de 2023, Hokchi Energy llevó a cabo actividades de perforación y completó ocho pozos productores y siete pozos de inyección. En abril de 2023, comenzó la inyección en el área Hokchi, con resultados positivos, pasando de una tasa de declinación del 38% anual previa a la inyección a menos del 5% anual en diciembre de 2024.

En julio de 2021, Hokchi Energy comenzó las actividades de procesamiento en la planta de tratamiento onshore, entregando dicha producción a la Planta Escribano (de titularidad de PEMEX Exploración y Producción, una sucursal de PEMEX), de conformidad con la fase operativa del contrato de abastecimiento celebrado con PEMEX.

Durante 2024, la Garante registró una producción diaria promedio neta sobre la participación operada del área de 9,3 mboe (8,5 mbbls de producción diaria promedio neta de petróleo y 4,5 mmcf de producción diaria promedio neta de gas). Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Garante registró una producción diaria promedio neta sobre la participación operada del área de 8,3 mboe (7,6 mbbls de producción diaria promedio neta de petróleo y 4,1 mmcf de producción diaria promedio neta de gas).

### *Área 31*

El 27 de junio de 2018, Hokchi Energy celebró un contrato de producción compartida con la CNH por un plazo inicial de 30 años en relación al Área 31, un área de exploración en aguas someras. El Área 31 está situada en la Cuenca Sureste de México, a unos 3 kms. de la costa de Veracruz, inmediatamente al norte de la ciudad de Coatzacoalcos. El Área 31 tiene una superficie de 263 km<sup>2</sup>, con aguas cuya profundidad promedio es de 25 metros.

Hokchi Energy posee una participación del 75% y Xaxamani Energy, una afiliada de Hokchi Energy, posee el 25% restante.

Hokchi Energy es el operador del Área 31. Tras una exitosa campaña de perforación durante la que se dio cumplimiento a las obligaciones de obras mínimas, Hokchi Energy presentó un plan de evaluación que fue aprobado por la CNH en agosto de 2020.



En febrero de 2022, Hokchi Energy presentó una modificación del plan de evaluación, la cual fue aprobada por la CNH en el mes de abril de 2022. Asimismo, la CNH aprobó en mayo de 2022 el presupuesto y programa de trabajo para la actividad comprometida en el plan de evaluación modificado. Entre junio y septiembre de 2022, se llevaron a cabo actividades de perforación con dos pozos de evaluación, Xaxamani-4DEL y Xaxamani-5DEL, conforme surge del plan.

Tras la finalización exitosa del período de evaluación y la entrega del informe final a la CNH, el 2 de diciembre de 2022, Hokchi Energy presentó la Declaración de Descubrimiento Comercial asociada con el descubrimiento del pozo Xaxamani-2EXP.

El 11 de mayo de 2023, la CNH aprobó la solicitud de Hokchi Energy por el Primer Período Adicional de Exploración (“PPAE”) para continuar con la perforación y exploración en el resto del área contractual.

El plan de desarrollo del área Xaxamani fue aprobado por la CNH en septiembre de 2024. El acuerdo de producción compartida finalizará en 2048, pero podrá prorrogarse por hasta dos períodos adicionales de 5 años cada uno, hasta 2058. Las reservas brutas probadas estimadas en este área ascendieron a 53 mmbbl hasta el límite contractual, de las cuales 51 mmbbl corresponden a reservas estimadas de crudo y 13 bcf a reservas netas de gas. Dichas reservas estimadas no fueron incluidas en la consolidación de reservas de la Garante para el ejercicio 2024. La Garante comenzará a incluir las reservas de dicha área en las estimaciones de reservas al 31 de diciembre de 2025.

El 30 de septiembre de 2025, se presentó ante la SENER una modificación del plan de desarrollo del área Xaxamani y del programa de trabajo y presupuesto de 2026, con un primer objetivo de producción actualizado para 2029. En esa misma fecha, también se presentó ante la SENER una modificación del plan de exploración del Área 31 y del programa de trabajo y presupuesto de 2026. La modificación del plan de exploración contempla dos pozos exploratorios que se prevé perforar en los proyectos exploratorios Woolis y Tojol entre fines de 2026 y el primer trimestre de 2027.

#### *Área 34*

El 27 de junio de 2018, Hokchi Energy (titular de una participación del 15%), junto con ciertas subsidiarias de BP (42,5%) y Total (42,5%), celebraron un contrato de producción compartida con la CNH en relación al Área 34, un área de exploración en aguas someras, por un plazo de vigencia inicial de 30 años.

El Área 34 está situada unos 130 km., aproximadamente, al norte de Ciudad del Carmen (en la Cuenca Sureste). El Área 34 tiene una superficie de 734 km<sup>2</sup>., con aguas cuya profundidad promedio es de aproximadamente 100 metros, aunque en el sector noroeste dichas aguas son más profundas aún. El área es operada por BP.

A inicios de 2022, las partes del emprendimiento conjunto tomaron una decisión en conjunto respecto de la devolución del área y, como consecuencia de ello, el 27 de mayo de 2022, BP México inició el proceso tendiente a devolver formalmente el área a la CNH.

El 4 de agosto de 2022, mediante Resolución CNH.E.67.004/2022, la CNH inició e instruyó el procedimiento de terminación anticipada por renuncia de la totalidad del área designada.

Como parte de la devolución del Área 34, el consorcio del área Hokchi pagó US\$32,8 millones al gobierno mexicano (de los cuales Hokchi Energy pagó el 15% en proporción a su participación en el consorcio).

A la fecha de este Suplemento, el proceso de devolución sigue en curso.

#### ***Ventas y comercialización de petróleo crudo y gas natural***

En 2024, las ventas y otros ingresos operativos de la Garante ascendieron a un total de US\$5.555,3 millones, de las cuales US\$1.017,9 millones correspondían a ventas de petróleo crudo, US\$785,9 millones correspondían a ventas de gas, US\$3.692,5 millones a otros productos refinados y US\$58,9 millones correspondían a GLP y otras ventas. En 2024, el 73% de las ventas totales de la Garante fueron efectuadas a clientes locales, mientras que el 27% restante fueron exportaciones. El 40% de las ventas de petróleo en 2024 fueron ventas locales, mientras que el 60% restante fueron exportaciones. En cuanto a las ventas de gas en 2024, el 83% fueron ventas locales, mientras que el restante 17% fueron exportaciones.

Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, las ventas y otros ingresos operativos de la Garante ascendieron a un total de US\$4.193,4 millones, de los cuales US\$720,8 millones correspondieron a ventas de petróleo crudo, US\$634,9 millones a ventas de gas, US\$2.717,3 millones a otros productos refinados y US\$120,4 millones a ventas de GLP y otras ventas. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, el 71% de las ventas totales de la Garante fueron efectuadas a clientes locales, mientras que el 29% restante correspondió a exportaciones. En ese mismo período, el 36% de las ventas de

petróleo fueron ventas locales, mientras que el 64% restante fueron exportaciones. En cuanto a las ventas de gas, el 88% fueron ventas locales, mientras que el 12% restante correspondió a exportaciones de gas.

El siguiente cuadro detalla las ventas y otros ingresos operativos por producto de la Garante para los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
	(en millones de US\$)				
<b>Producto</b>					
Petróleo	1.475,3	944,0	1.017,9	792,3	720,8
Gas	904,6	855,1	785,9	611,2	634,9
Productos refinados ( <i>downstream</i> ) <sup>(1)</sup>	3.944,1	3.707,3	3.692,5	2.734,7	2.717,3
GLP	20,7	15,6	12,5	9,1	9,9
Subtotal	6.344,8	5.522,1	5.508,8	4.147,2	4.083,0
Otros <sup>(2)</sup>	27,1	12,2	46,4	28,5	110,5
<b>Total</b> .....	<b>6.371,9</b>	<b>5.534,3</b>	<b>5.555,3</b>	<b>4.175,7</b>	<b>4.193,4</b>

(1) Véase las operaciones de *downstream* para el detalle de las ventas en “—Operaciones de Downstream”.

(2) Incluye ventas de energía eólica.

### Comercialización de petróleo

En 2024, Pan American produjo 41,3 mmbbls de petróleo crudo de sus yacimientos situados en la Argentina, Bolivia México, donde la Argentina representa el 90% del total de la producción de petróleo crudo de Pan American, Bolivia el 2%, y México el 8%. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, Pan American produjo 30,8 mmbbl de petróleo crudo en sus yacimientos de Argentina, Bolivia y México, donde Argentina representó el 91% de la producción total de petróleo crudo de Pan American, Bolivia el 2%, y México el 7%. La parte más significativa de los despachos de Pan American, es decir, 21,4 mmbbls (69,4% del total de la producción), se utilizó en la refinería local de la Sucursal ubicada en Campana, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Esto le permite a Pan American obtener un valor mayor por su petróleo crudo, al producir productos derivados de mayor valor, tales como nafta, gasoil, aceite combustible (*fuel oil*).

Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, se vendieron 8,4 mmbbl de crudo en los mercados internacionales, de los cuales 7,1 mmbbl provinieron de la propia producción de PAE (23,0% de la producción total), cargados en la Argentina bajo condiciones libre a bordo (FOB) o franco transportista (FCA). Este volumen se aproxima al total de 8,5 mmbbl exportados en 2024, aun cuando restan tres meses para que finalice 2025. Debido a su alta liquidez, el mercado *spot* internacional representa para Pan American una boca de expendio continua para la producción de petróleo que no es utilizada por su refinería. Los precios de las exportaciones de la Garante reflejan el precio del crudo de las calidades que exporta la Garante en el mercado internacional y guardan relación con los precios de referencia internacionales del crudo, como el Brent o el WTI. La Garante percibe los pagos de sus exportaciones en Dólares Estadounidenses. En el caso de las ventas locales, si bien una parte sustancial de dichas ventas locales está vinculada al Dólar Estadounidense, Pan American recibe los pagos en pesos.

Asimismo, la Garante vendió 2,8 mmbbls (9,0% del total de la producción) de su producción de petróleo a terceros en los mercados internos de la Argentina, México y Bolivia en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 (4,0 mmbbl, equivalentes al 9,6% de la producción total, en 2024). Los contratos de suministro que se celebran en el mercado interno de la Argentina generalmente son al contado (*spot*). Para obtener una descripción del precio del petróleo crudo en la Argentina, véase “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera.”

En cuanto respecta a calidades de crudo, el principal tipo de petróleo crudo despachado y comercializado por la Garante es el denominado “Escalante”, que se produce en el área Cerro Dragón y representa aproximadamente el 70% de la producción total de petróleo de Pan American en la Argentina al 30 de septiembre de 2025. El petróleo Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido de azufre de 0,20%, aproximadamente, por lo que resulta muy atractivo para las refinerías a nivel mundial que tengan plantas de coquización para producir combustible y coque grado ánodo calcinado que se utiliza en los procesos de fundición de aluminio. Por su bajo contenido de azufre, el Escalante también se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido de azufre.

Asimismo, la Sucursal produce crudo Medanita, el cual representa el 22% de la producción total en la Argentina, con un promedio de 42 grados API al 30 de septiembre de 2025. Aproximadamente el 99% de

la producción de crudo Medanita de Pan American ya proviene de yacimientos de *shale oil* (Formación Vaca Muerta) mientras que, en general, en la Argentina el *shale oil* representa el 85% del total de la producción de Medanita del país. Aproximadamente el 84,8% de la producción de Medanita es utilizado principalmente en la refinería de Campana.

El volumen restante, junto con las compras locales, fue exportado durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, totalizando 2,3 mmbbl, respectivamente.

El resto de la producción de Pan American en la Argentina corresponde a los crudos Hidra y Acambuco. Ambas producciones están dadas por flujos de crudo muy liviano, que oscilan entre 60 y 70 grados API, pues están asociados a yacimientos de producción de gas natural.

En cuanto a la logística del crudo, en la terminal de carga de Caleta Córdova, la Sucursal exporta y despacha al mercado interno petróleo crudo Escalante. El crudo producido en el área Cerro Dragón es transportado a través del oleoducto de propiedad de la Sucursal a la terminal de almacenamiento y carga de Caleta Córdova, operada por Terminales Marítimas Patagónicas S.A. ("**Termap**"), al igual que su parte en la Concesión de Transporte y las instalaciones de Caleta Olivia.

El crudo Medanita es enteramente transportado a través de oleoductos que conectan la cuenca Neuquina con el centro de Bahía Blanca, (planta de almacenamiento y carga Puerto Rosales operada por Oiltanking Ebytem S.A.) ubicada en la provincia de Buenos Aires, Argentina. El petróleo crudo Medanita que no es utilizado en la Refinería de Campana es exportado desde dicha terminal. La Argentina exporta actualmente aproximadamente un 41% de la producción de petróleo crudo Medanita que no es utilizada en las refinerías locales. El porcentaje de exportación de crudo Medanita ha aumentado considerablemente tras la puesta en marcha del nuevo muelle petrolero en Puerto Rosales en marzo de 2025.

El 17 de diciembre de 2019, la Sucursal, Pluspetrol S.A. ("**Pluspetrol**") y Shell Argentina S.A. ("**Shell Argentina**"), acordaron construir, operar y mantener en forma conjunta un oleoducto con una capacidad máxima de transporte de 20.000 m<sup>3</sup>/d, actualmente en operación, que conecta el área Sierras Blancas en la Provincia del Neuquén con la estación de bombeo Allen en la Provincia de Río Negro, para el transporte de la producción de petróleo crudo de las partes y de terceros. Shell es el operador del oleoducto y la Sucursal tiene una participación del 25%.

El 27 de diciembre de 2024, la Sucursal adquirió 2.500 m<sup>3</sup>/d de capacidad firme de transporte en el proyecto Vaca Muerta Centro (VMOC) de YPF, un oleoducto que se espera alcance una capacidad máxima de transporte de 50.000 m<sup>3</sup>/d una vez finalizado. Desde junio de 2025, el oleoducto opera a una capacidad máxima de 35.000 m<sup>3</sup>/d, conectando el área Loma Campana, en la Provincia del Neuquén, con la estación de bombeo de Allen. Se prevé que el proyecto finalice en septiembre de 2026.

Tanto los oleoductos de Sierras Blancas como de Loma Campana están conectados al sistema de oleoductos de Oleoductos del Valle S.A. ("**Oldelval**") en Allen, que transporta el petróleo desde la cuenca Neuquina hasta el sistema de oleoductos de Puerto Rosales y el muelle petrolero. En marzo de 2025, Oldelval finalizó un proyecto que incrementó la capacidad del oleoducto de 36.000 m<sup>3</sup>/d a 86.000 m<sup>3</sup>/d, aumentando específicamente la capacidad de transporte de la Sucursal de 1.940 m<sup>3</sup>/d a 6.450 m<sup>3</sup>/d.

La producción de crudo Hidra en las áreas de la Cuenca Austral es transportada a través de oleoductos y cargada en terminales cuya propiedad y operación están en manos del consorcio Cuenca Marina Austral. Parte de esta producción se vende al mercado local, mientras que el remanente se exporta en virtud de contratos spot.

En cuanto al abastecimiento local a la refinería de Campana, todos los crudos previamente mencionados son recibidos, almacenados y mezclados en la terminal de crudo Oiltanking Ebytem, situada en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, para ser despachados luego a través de un oleoducto a la refinería de Campana.

La Garante ha realizado inversiones en instalaciones estratégicas de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, que están destinadas a optimizar y garantizar el transporte, entrega y exportación de la producción de petróleo de Pan American. El 13 de diciembre de 2024, la Garante (a través de PAS) suscribió un convenio de accionistas con YPF, Vista Energy Argentina S.A.U. ("**Vista Energy**") y Pampa para adquirir una participación en VMOS a fin de desarrollar el proyecto VMOS. El 20 de diciembre de 2024, Pluspetrol se incorporó al proyecto VMOS como accionista de VMOS. El 11 de marzo de 2025, Chevron Argentina S.R.L. ("**Chevron Argentina**"), Shell Argentina, GyP y Tecpetrol S.A. ("**Tecpetrol**") se incorporaron al

proyecto VMOS como accionistas de VMOS. Véase “—Otras actividades— Transporte, almacenamiento y carga de petróleo —VMOS”.

#### *Comercialización de gas natural*

La producción de gas natural de la Garante en la Argentina se comercializa a: (i) distribuidoras locales (“DL”), (ii) centrales generadoras a través de CAMMESA, que está a cargo del suministro de gas a esas centrales, e (iii) industrias en virtud de contratos a un año en el mercado a término, (iv) estaciones minoristas de GNC (incluso Axion Argentina), y (v) el mercado chileno, en virtud de un *mix* de contratos en condición firme y contratos en condición no firme, de conformidad con los términos de la Resolución 774/2022 de la Secretaría de Energía. Estas exportaciones a Chile se realizan principalmente a través del gasoducto Gas Andes desde la Cuenca Neuquina hasta la región central de Santiago, Methanex Chile en la región de Magallanes y Nor Andino hacia el Norte de Chile.

El gas natural producido en áreas en las que la Garante no posee una participación del 100% es comercializado por Pan American. En el caso de la participación en la producción de gas de la Garante en Bolivia a través de una participación del 25% del Área Caipipendi operada por Repsol Bolivia S.A., se comercializa en el mercado boliviano y se exporta a la Argentina y Brasil a través de YPFB.

En 2024, la producción de gas natural de la Garante se hallaba comprometida en virtud de varios contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 615 mmcf (Argentina y Bolivia). En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la producción de gas natural estuvo comprometida mediante varios contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 638 mmcf (Argentina y Bolivia). En general, los contratos de suministro de gas natural reflejan el precio a boca de pozo vigente en la cuenca en cuestión. La Garante estructura sus contratos de gas natural para el abastecimiento del mercado industrial con cláusulas “en firme” renovable en virtud de las cuales el comprador está obligado a comprar una cantidad convenida de gas natural, o bien contienen una cláusula de exclusividad que le exige al comprador satisfacer todos sus requerimientos de gas natural a través de la Garante. En lo que respecta al suministro de gas a los DL y CAMMESA, las ventas se estructuran a través de contratos de largo plazo (enero 2021/diciembre 2028) regidos por el programa de promoción de la producción, “Plan Gas”, establecido a través del Decreto 892/2020, con intervención de la Secretaría de Energía, que fija un proceso de licitación para la satisfacción de la demanda prioritaria del mercado local (mercado residencial y mercado de generación de energía) en dicho período, fijando el precio de mercado para nuevos desarrollos de producción de gas.

Las ventas de gas por volumen de la Garante en la Argentina durante 2024 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente 36% a DL, 28% a industrias locales, 29% a plantas generadoras, 2% a estaciones minoristas de GNC, y 5% a exportaciones. Las ventas de la Garante en Bolivia en 2024 correspondieron en un 55% al mercado boliviano, en un 43% a exportaciones a Brasil y en un 2% a exportaciones a Argentina.

La composición de las ventas de gas natural de la Garante en la Argentina, por volumen, en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, fue aproximadamente la siguiente: 42% a DL, 27% a industrias locales, 23% a plantas generadoras a través de CAMMESA, 2% a estaciones minoristas de GNC, y 6% a exportaciones. En Bolivia, la composición de las ventas de gas natural de la Garante para el mismo período fue: 69% al mercado boliviano, 30% a exportaciones a Brasil y 1% a exportaciones a Argentina.

Las reservas de gas natural de la Garante y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva respecto a sus competidores. La Garante ha realizado varias inversiones en las plantas de producción, tratamiento y procesamiento de gas natural, transporte de gas y generación energética para optimizar y asegurar su capacidad para transportar, entregar y comercializar su producción de gas natural, en particular en el desarrollo de nuevas instalaciones para operaciones *upstream* para desarrollar sus reservas de gas no convencional en la formación de Vaca Muerta.

#### **Operaciones de downstream**

##### ***Introducción***

La mayor parte del crudo que procesa la Garante proviene de proveedores de crudo locales, incluido su negocio de *upstream* en la Argentina. La Garante es la mayor proveedora de petróleo crudo a la refinería de Campana, representando más del 96% de todo el petróleo crudo procesado por la refinería en 2024 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

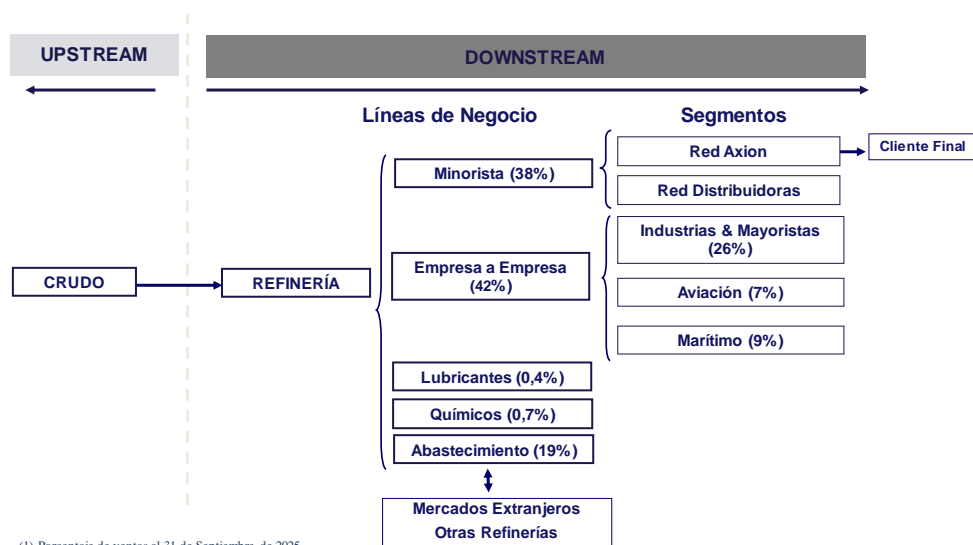
El petróleo crudo que procesa la Garante es transportado desde las Cuencas Golfo San Jorge, Cuencas Neuquina y Austral hasta la refinería de la Garante para su procesamiento.

Las operaciones de distribución y comercialización de la Garante están organizadas en cinco líneas de

negocio principales:

- la división minorista, la cual representó el 44,1%, el 37,8% y el 37,6% de las ventas de combustible por volumen durante 2023, 2024 y en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, respectivamente, opera a través de la red de estaciones de servicio bajo el nombre “AXION energy”, incluidas aquellas operadas por la Garante y por concesionarios que operan bajo la marca;
- la división empresa a empresa, la cual representó el 37,4%, 39,2% y 41,9% de las ventas de combustible por volumen durante 2023, 2024 y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, respectivamente, incluye ventas a clientes industriales y mayoristas (25,7%) y clientes de los sectores de aviación y marítimo (7,3% y 8,9%, respectivamente);
- la división de lubricantes, que representó el 0,4%, 0,4% y 0,4% de las ventas de combustibles de la Garante por volumen durante 2023, 2024 y los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, respectivamente;
- la división química, que representó el 0,7%, 0,7% y 0,7% de las ventas de combustibles de la Garante por volumen durante 2023, 2024 y los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, respectivamente; y
- la división de abastecimiento, la cual representó el 17,5%, el 21,9% y el 19,3% de las ventas de combustible por volumen durante 2024 y en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, respectivamente, la que se encarga principalmente de las exportaciones, importaciones y operaciones comerciales con otras compañías del sector de petróleo y gas.

El siguiente gráfico es una descripción funcional de las actividades de refinación, distribución y comercialización de la Garante:



## Refinación

La refinería de Campana es una de las refinерías más importantes de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento y conversión de petróleo crudo pesado (producido en la región sur y la región oeste de la Argentina), lo cual le permite obtener productos de mayor valor agregado, entre ellos, gasoil, nafta, combustible de aviación, y gas licuado de petróleo y otros productos refinados, que incluyen solventes para usos petroquímicos y el coque utilizado en la industria metalúrgica. La refinería se construyó originalmente en 1906 como una planta simple de tipo “hydro skimming” y tuvo varias reformas a lo largo de los años, en 1987 y, más recientemente en 2020, cuando se completó sustancialmente el proceso de ampliación de su capacidad de procesamiento junto con otras modernizaciones adicionales.

La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 16,5% y el 15,8% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2024 y al 30 de septiembre de 2025, respectivamente, de acuerdo con la Secretaría de Energía. La capacidad de utilización, definida como el volumen de procesamiento de crudo

dividido por la capacidad máxima de refinación, fue del 76%, 90% y 87% en 2022, 2023 y 2024, respectivamente, y del 86% y 81% para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente. La refinería procesó un promedio de 74, 85 y 85 mil barriles de crudo por día en 2022, 2023 y 2024, respectivamente, y un promedio de 84 y 81 mil barriles por día durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 y 2025, respectivamente. La capacidad de utilización correspondiente a los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 se ubicó por debajo de la capacidad estimada debido a una parada programada (TAR) en la refinería de Campana durante el primer semestre de 2025. Si se excluye el impacto de dicha parada, la Garante estimaba que la capacidad de utilización alcanzaría el 93%. De la cantidad total de petróleo crudo que fue procesado en la refinería de Campana (i) en 2024, aproximadamente 73% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala del API (principalmente, mezcla Escalante), y el resto (27%) corresponde a petróleo crudo liviano con una gravedad superior a 40° API de densidad; y (ii) en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, aproximadamente 75% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala del API (principalmente, mezcla Escalante), y el resto (25%) corresponde a petróleo crudo liviano con una gravedad superior a 40° API de densidad.

La refinería consta de las siguientes unidades principales:

- una unidad de destilación atmosférica y una unidad de destilación al vacío e instalaciones auxiliares;
- una unidad de coqueo retardado, la cual le permite a la Garante procesar un mayor volumen de petróleo crudo pesado y producir mayores cantidades de combustibles livianos con mayor valor agregado;
- una unidad de craqueo con fluido catalítico para convertir, a través de un proceso catalítico, la materia prima en flujos de nafta y gasoil comercial;
- unidades de hidrotratamiento para eliminar el azufre, las olefinas, el nitrógeno y algunos compuestos aromáticos, la cual le permite a la Garante reducir los niveles de azufre en sus productos para que cumplan cada vez más con las estrictas normas ambientales vigentes;
- una unidad reformadora en la que se utiliza un agente catalítico para obtener una mayor producción de nafta de alto octanaje a partir de cortes de nafta; y
- una unidad de hidrogenación de solventes, la cual procesa nafta y aguarrás para producir solventes alifáticos para usos químicos.

Además, la Garante posee una planta de mezcla y acondicionamiento de aceites lubricantes en la refinería, con una capacidad instalada de más de 700.000 barriles al año, donde se mezclan bases lubricantes importadas y aditivos para abastecer de lubricantes a las estaciones de servicio y clientes industriales de la Garante, bajo la marca “Castrol”.

#### *Modernizaciones de la Refinería*

Durante los últimos años, la refinería de Campana atravesó mejoras que formaron parte de un ambicioso plan de ampliación de la misma. Si bien el proyecto de ampliación se completó sustancialmente en 2020, se sigue adelante con el plan de modernización de la refinería y sus respectivas instalaciones, incorporando nuevos procesos diseñados para cumplir con las especificaciones de productos locales cada vez más exigentes. Estas modernizaciones han contribuido a mejorar el margen de refinación y atender mejor las necesidades de los clientes de la Garante, cuya demanda de productos refinados de mayor calidad ha crecido en los últimos años. Estas modernizaciones también han contribuido a mantener la posición de mercado de la Garante en la Argentina y cumplir con las reglamentaciones ambientales.

Los principales objetivos del plan de expansión de la refinería de la Garante consistieron en incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería y obtener una mayor cantidad de productos de alto valor por cada barril de crudo que se procesa en la refinería. El proyecto de ampliación de la Garante también apuntó a aportar mayor flexibilidad operativa y posibilitar futuros incrementos de la producción en la medida de lo necesario, facilitando así futuras expansiones de la refinería. Este proyecto incluyó los siguientes componentes, entre otros:

- incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería;
- incorporar una nueva unidad de coqueo retardado;
- actualizar la tecnología de varias unidades de procesos existentes para mejorar el rendimiento económico;

- incorporar un nuevo proceso de hidrotratamiento de gasoil;
- incorporar unidades para remover y recuperar azufre para el tratamiento del gas combustible producido por los distintos procesos;
- efectuar incorporaciones y modernizaciones en la infraestructura de la refinería para dar apoyo al crecimiento de las operaciones (por ejemplo, tanques de almacenamiento, líneas eléctricas y terminales de despacho); y
- realizar otras inversiones relacionadas con cambios en la infraestructura, actualizaciones de la tecnología y mantenimiento de oficinas, entre otras cosas.

Como parte de los esfuerzos de la Argentina para disminuir la contaminación atmosférica, todos los productos de petróleo vendidos en la Argentina deben cumplir con normas ambientales cada vez más exigentes. A la fecha del presente, los productos refinados de la refinería de la Garante cumplen con las reglamentaciones ambientales nacionales y provinciales de la Argentina en todos sus aspectos significativos. A su vez, el plan de ampliación de la refinería mejoró la calidad de los combustibles producidos por la Garante y redujo las emisiones, permitiéndole al país incrementar la producción de combustibles limpios en un 8%. Asimismo, como resultado de las modernizaciones y mejoras mencionadas anteriormente, la Sucursal puede abastecer la demanda local con la operación regular de la refinería, sin necesidad de importar gasoil ultra bajo en azufre importado (Gasoil Grado 3). Específicamente, la nueva unidad de tratamiento de gas remueve el azufre del gas combustible generado en el proceso de refinación, reduciendo así las emisiones de SO<sub>2</sub> (óxido de azufre) en un 99%. Ello permite el cumplimiento de los nuevos requisitos regulatorios aplicables al gasoil de grado 2 y grado 3 establecidos a partir de enero de 2024, de acuerdo con las Resoluciones SE N° 5/16, N° 558/19 y N° 576/19:

La tabla a continuación presenta un resumen de las especificaciones actuales sobre azufre de los productos refinados:

<b>Especificaciones de azufre en ppm</b>	<b>Después de enero de 2024</b>
Nafta regular (Nafta Grado 2) <sup>(1)</sup>	50
Nafta Premium (Nafta Grado 3)	10
Gasoil regular (gasoil Grado 2)	350
Gasoil con contenido ultra bajo de azufre (gasoil Grado 3)	10

(1) La SE otorgó una dispensa de los 150 ppm hasta el 31 de diciembre de 2026. La Sucursal se encuentra en las últimas etapas de desarrollo de una unidad hidrotratadora de nafta.

### Producción

En la refinería se elabora una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo. El siguiente cuadro indica, por categoría, la producción de productos de petróleo refinados por volumen de la Garante para los ejercicios indicados:

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>		<b>Período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de</b>	
	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
	<i>(en miles de barriles por día)</i>			
<b>Materia prima</b>				
Petróleo crudo <sup>(1)</sup>	85,3	84,9	83,8	80,7
Otras compras <sup>(2)</sup>	0,7	0,0	0,0	0,2
<b>Total .....</b>	<b>86,0</b>	<b>84,9</b>	<b>83,8</b>	<b>80,9</b>
<b>Productos refinados</b>				
Gasoil	38,6	38,0	37,4	32,1
Nafta para automóviles	19,8	16,7	16,3	15,7
Otras naftas	5,2	7,4	7,7	6,4
Combustible de aviación	6,8	7,1	6,8	6,7
Fuel oil intermedio	0,0	0,0	0,0	0,0
Fuel oil	5,4	5,0	5,2	6,2
GLP	6,1	6,0	6,0	5,1
Coque	8,4	7,9	7,9	10,5
Otros productos refinados	3,9	3,8	3,7	4,0
<b>Total productos refinados..</b>	<b>94,2</b>	<b>91,9</b>	<b>91,0</b>	<b>86,6</b>
<b>Químicos</b>				
Hexano	0,4	0,4	0,4	0,4
Solventes	0,2	0,2	0,2	0,3
<b>Total químicos</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>
<b>Total productos refinados y químicos</b>	<b>94,8</b>	<b>92,6</b>	<b>91,6</b>	<b>87,3</b>

<sup>(1)</sup> Incluye compras de componentes y compras de gasoil con contenido de azufre ultra bajo.

En 2024, la Garante produjo en la refinería de Campana un promedio de 91,9 mil barriles diarios de productos refinados, y despachó un total de 5,3 millones de m<sup>3</sup> de productos refinados a los mercados nacionales e internacionales (incluyendo producción interna y compras de terceros). El gasoil y las naftas representan el grueso de los productos refinados de la Garante. Durante 2024, el gasoil constituyó la mayor proporción de las ventas de productos refinados por volumen (41,3%), seguido de la nafta (26,2%), aceites combustibles y aceites combustibles intermedios (“**IFO**”) (5,4%), combustible de aviación (7,7%), y otros productos refinados (19,3%).

Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la refinería de Campana produjo un promedio de 86,6 miles de barriles de productos refinados por día, y despachó un total de 3,8 millones de metros cúbicos de productos refinados al mercado local y a los mercados internacionales (incluyendo su producción interna y compras de terceros). El gasoil y la nafta representan el grueso de la producción de productos refinados de la Garante. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, el gasoil representó la mayor parte de las ventas de productos refinados por volumen (37,1%), seguido de la nafta (25,5%), aceites combustibles y IFO (7,2%), combustible de aviación (7,7%), y otros productos refinados (22,5%).

#### *Suministro de petróleo crudo*

La configuración de alta conversión de la refinería, la cual le permite procesar un tipo de crudo para refinación relativamente pesado con mínima inclusión de crudo liviano (menos del 25% en promedio), le permite a la Garante procesar su propia producción de petróleo proveniente de la Cuenca Golfo San Jorge, generando eficiencias.

La Garante obtiene el petróleo crudo que procesa a través de su negocio de *upstream*, representando aproximadamente el 96% de todo el petróleo crudo procesado. Aproximadamente el restante 4% de crudo es procesado y adquirido por terceros a un precio por barril que varía, según el grado de petróleo crudo.

La refinería es abastecida a través de un oleoducto exclusivo que conecta a las ciudades de Campana y Brandsen, donde se encuentra ubicada una terminal de petróleo crudo perteneciente a la Sucursal. En Brandsen, este oleoducto exclusivo conecta el oleoducto de YPF que vincula Puerto Rosales (Bahía Blanca) con Brandsen. El esquema logístico acordado comprende una terminal en Puerto Rosales, un oleoducto dedicado y el oleoducto de YPF (mencionado anteriormente), se diseñó con miras a asegurar el volumen necesario para abastecer el 100% de las necesidades actuales de petróleo crudo de la refinería, si bien el petróleo crudo también puede transportarse por vía marítima hacia la refinería Campana.

En noviembre de 2020, la Sucursal ejerció su derecho contractual a adquirir la terminal Brandsen y el oleoducto dedicado Brandsen–Campana de Oiltanking Ebytem S.A., titular de la concesión de transporte; asimismo, extendió el contrato de transporte con YPF para la ruta desde Puerto Rosales hasta Brandsen. Mediante la Resolución SE N° 517/2022 de fecha 4 de julio de 2022, la Secretaría de Energía aprobó la cesión de la concesión de transporte de crudo del oleoducto Brandsen–Campana de Oiltanking Ebytem S.A. a la Sucursal, quien pasó a ser la concesionaria a partir del 1 de septiembre de 2022.

#### *Distribución y comercialización*

La Garante cuenta con: (i) cuatro terminales para despacho de productos: dos ubicadas en la Provincia de Buenos Aires (Campana y Puerto Galván), una tercera en la Provincia de Santa Fe (San Lorenzo) y una cuarta en la Provincia de Santa Cruz (Caleta Paula, la cual fue adquirida en mayo de 2018); (ii) tres terminales de carga en los principales aeropuertos de la Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Pajas Blancas); y (iii) una red de distribución terrestre operada por terceros transportistas que abastece a las estaciones de servicio minoristas.

A continuación se detalla la capacidad de despacho máxima de cada terminal de productos: (i) Campana: 97.000 barriles por día (incluyendo nafta, gasoil, fuel oil, combustible de aviación y querosén); (ii) Galván: 19.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); (iii) San Lorenzo: 58.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); y (iv) Caleta Paula: 13.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil).

Con sus cuatro terminales de distribución propias, la Garante puede distribuir sus productos en todo el país: (i) desde Campana, la Garante distribuye productos directamente a través de camiones de carga en las terminales de carga, o por vía marítima desde su muelle en el Río Paraná, abasteciendo a los clientes situados principalmente en el sur de la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y otras regiones centrales de la Argentina, como es el caso de Entre Ríos y Corrientes y países vecinos, (ii) desde Bahía Blanca/Puerto Galván, la Garante distribuye productos principalmente en el sur de las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Río Negro;



(iii) desde San Lorenzo, la Garante distribuye productos principalmente en las Provincias de Córdoba, Misiones, Catamarca, Santa Fe, La Rioja, Mendoza, Santiago del Estero, entre otras provincias de la región noroeste de la Argentina, y (iv) desde Caleta Paula, la Garante distribuye productos principalmente en la región sur de la Patagonia Argentina.

Para más información sobre las terminales de carga, véase “—Ventas de combustible—Aviación.”

La red de distribución terrestre está compuesta por flotas de terceros en virtud de contratos de transporte por plazo determinado por unos 5 millones de metros cúbicos de productos limpios y de desecho, usando un sistema moderno, seguro y eficiente en la red de camiones de carga.

#### *Canales de venta de productos refinados*

La Garante comercializa sus productos a través de los siguientes canales:

- la red de estaciones de servicio de Axion, la cual incluye estaciones de servicio de propiedad de la Garante y operadas por ésta, estaciones de servicio de propiedad de la Garante y operadas por concesionarios, y estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios en virtud de contratos de suministro a largo plazo – situadas principalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las Provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba;
- la red de Axion de distribuidores exclusivos que abastecen al sector agrícola y diferentes sectores de la industria (minería, petróleo y gas y transporte), proporcionando una solución de logística a través de instalaciones modernas y flotas de distribución;
- comercialización mayorista a estaciones de servicio y distribuidores minoristas independientes;
- clientes industriales, incluyendo plantas de generación de energía, empresas mineras, metalúrgicas y empresas de transporte, entre otras;
- aerolíneas;
- empresas marítimas; y
- contratos de suministro a corto plazo y ventas spot.
- Las ventas de la Garante están organizadas en tres líneas de productos principales:
- combustible comercializado a través de la división minorista, la división empresa a empresa (la que incluye ventas a clientes de los sectores de aviación, marítimo, industrial y mayorista) y la división de abastecimiento;
- lubricantes; y
- productos químicos.

El siguiente cuadro detalla el volumen de ventas de productos refinados por parte de Axion Argentina para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de
	2023	2024	2025
	<i>(Volumen en miles de m<sup>3</sup>)</i>		
Minorista <sup>(1)</sup>	2.474,2	2,135,7	1.591,1
Empresa a empresa			
Industrial y mayorista <sup>(2)</sup>	1.258,6	1.355,9	1,088,0
Sector marítimo <sup>(3)</sup>	462,2	462,6	377,5
Sector de aviación <sup>(4)</sup>	376,3	395,9	310,9
Abastecimiento <sup>(5)</sup>	984,3	1.235,6	818,7
Total ventas de combustible	5.555,6	5.585,7	4.186,2
Lubricantes	19,8	21,0	18,3
Productos químicos	38,3	40,8	31,3
Total ventas	<b>5.613,8</b>	<b>5.647,6</b>	<b>4.235,8</b>

<sup>(1)</sup> Incluye nafta, gasoil y querosén a través de la red “Axion” y redes de concesionarios.

<sup>(2)</sup> Incluye gasoil, fuel oil, nafta, asfaltos, coque, GLP y querosén.

<sup>(3)</sup> Incluye ventas de fuel oil y gasoil para el sector marítimo.

(4) Incluye ventas de combustible de aviación en los aeropuertos de Buenos Aires y Córdoba.

(5) Incluye ventas spot en el mercado interno, principalmente, a compañías del sector, y exportaciones.

El siguiente cuadro muestra los montos en Dólares Estadounidenses de las ventas de productos refinados para los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de
	(en millones de US\$)	
Destilados .....	1.772,5	1.259,2
Combustible.....	964,4	678,1
Combustibles refinados .....	293,2	211,1
Aceite combustible pesado .....	150,3	114,2
Naftas.....	130,8	78,4
GLP .....	67,4	58,2
Lubricantes .....	70,2	56,1
Químicos .....	32,3	24,5
Crudo .....	-	85,5
Otros .....	211,4	214,2
Total.....	3.692,5	2.779,5

#### *Ventas de combustible*

##### *Ventas minoristas*

El siguiente cuadro detalla la red de estaciones de servicio Axion, incluyendo las estaciones de servicio que posee y opera la Sucursal, aquellas de propiedad de la Sucursal y operadas por concesionarios, y aquellas de propiedad de y operadas por concesionarios:

	Al 31 de diciembre de		Al 30 de septiembre de
	2023	2024	2025
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por Axion	56	55	54
Estaciones de servicio de propiedad de Axion y operadas por concesionarios	21	20	19
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios	493	501	499
<b>Total.....</b>	<b>570</b>	<b>576</b>	<b>572</b>

La Garante comercializa sus combustibles bajo las marcas “AXION energy” en sus estaciones de servicio: (i) “QUANTIUM”, una nafta premium, sin plomo, de alto octanaje, con aditivos de performance y el más bajo contenido de azufre (< 10 ppm), que cumple con la norma Euro 5 sobre emisiones; (ii) “AXION SUPER”, una nafta de calidad superior, sin plomo, con aditivos de performance y bajo contenido de azufre (< 150 ppm); (iii) “QUANTIUM DIÉSEL X10”, un combustible premium para motores diésel, que cumple con las normas Euro 5 y normas superiores sobre emisiones, contiene aditivos de performance y presenta el más bajo contenido de azufre (< 10 ppm); y (iv) “AXION DIÉSEL X10”, un combustible de calidad superior para motores diésel con bajo contenido de azufre (< 10 ppm), y que cumple con la norma Euro 5 y normas superiores sobre emisiones. Además, en algunas de sus estaciones de servicio, la Garante revende GNC que adquiere de terceros como combustible alternativo para vehículos automotores.

Los combustibles de marca “AXION energy” incluyen mezclas de biocombustibles para cumplir con las exigencias de la SE (etanol y biodiesel, para naftas y gasoil, respectivamente).

En la Argentina, la mayoría de las estaciones de servicio de la Garante también cuentan con tiendas de autoservicio, las cuales son operadas directamente por ésta o por terceros. Estas tiendas llevan el nombre de “Spot!” y “Spot! Café”, el nuevo formato de tienda de autoservicio para estaciones de servicio Axion, buscando ofrecer a sus clientes la más amplia variedad y calidad de productos.

#### *Industrial y Mayorista*

La Garante abastece a sus clientes industriales, comerciales y mayoristas de una amplia variedad de productos tales como GLP, querosén, naftas, gasoil, *fuel oil*, coque y asfaltos. Los clientes industriales de la Garante incluyen diferentes subsegmentos.

Las ventas de la Garante a estos clientes se concentran en los siguientes tipos de clientes:

- usinas eléctricas (generación térmica), que celebran contratos por plazo determinado de

compra de fuel oil y gasoil asociada a la disponibilidad de gas natural;

- revendedores y estaciones de servicio de bandera blanca, que compran naftas, gasoil, fuel oil, coque y productos intermedios para reventa a clientes finales;
- distribuidores Axion exclusivos que, a través de una red de 60 instalaciones, suministran gasoil y lubricantes de máxima calidad a productores agropecuarios, empresas de transporte y otras industrias;
- empresas de transporte (de carga y pasajeros), que compran principalmente gasoil;
- otras industrias (tales como agro-negocios, empresas mineras, siderúrgicas y compañías automotrices, entre otras) que compran volúmenes significativos de gasoil, naftas, fuel oil, coque y asfaltos; y
- fraccionadoras de GLP.

La distribución a los clientes industriales y comerciales de la Garante se realiza a través de camiones o barcos, desde su refinería y desde sus terminales de distribución ubicadas en Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván, San Lorenzo y Caleta Paula.

El siguiente cuadro presenta información sobre las ventas de combustible del segmento *Downstream* de la Garante a clientes industriales y comerciales, por sub-segmentos y tipos de clientes, para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de
	2023	2024	2025
	(en miles de m <sup>3</sup> )		
<b>Tipos de clientes o industrias</b>			
Usinas eléctricas .....	53,3	69,6	78,1
Revendedores .....	733,1	866,0	720,3
Empresas de transporte .....	152,5	156,4	118,0
Otras industrias .....	319,8	263,9	171,6
Ventas de combustible totales .....	<b>1.258,6</b>	<b>1.355,9</b>	<b>1.088,0</b>

#### Aviación

La Garante abastece de combustible a las principales aerolíneas internacionales a través de estaciones de reabastecimiento en el Aeropuerto Internacional de Ezeiza Ministro Pistarini (“**Ezeiza**”), ubicado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, el principal aeropuerto internacional de la Argentina; Aeropuerto Internacional Jorge Newbery (“**Aeroparque**”), ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y Aeropuerto Internacional Ingeniero A. Taravella de Pajas Blancas (“**Pajas Blancas**”), ubicado en la Provincia de Córdoba. La Garante abastece a los aviones con combustible de aviación (*jet fuel*), un tipo de combustible sujeto a estrictos requisitos de calidad internacionales dadas las extremas condiciones de vuelo en las que funcionan las turbinas de las aeronaves.

En 2024 y durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Sucursal fue la tercera proveedora de combustible de aviación más importante de la Argentina, con una participación del 21,9% para ambos períodos en el mercado de combustibles de aviación de la Argentina, respectivamente, según datos publicados por la Secretaría de Energía.

Sus empresas antecesoras cuentan con 48 años de trayectoria en Ezeiza, 12 años en Aeroparque, y 32 años en Pajas Blancas, sin accidentes que provocaran la pérdida de días de operaciones de reabastecimiento.

#### Marítimo

A través de sus terminales de distribución en Campana, San Lorenzo y Puerto Galván, la Garante abastece de combustibles marinos a distintos tipos de clientes, tales como embarcaciones de pesca y barcasas que navegan el Río Paraná/Paraguay, cruceros y buques de transporte de pasajeros, y buques de carga internacionales en tránsito en aguas argentinas. El abastecimiento de estos combustibles se realiza a través de camiones, barcasas o mediante una línea directa de combustible desde los muelles de Campana o San Lorenzo. La Garante vende fueloil marino en tres grados diferentes (IFO 380, IFO 180 e IFO 60), así como gasoil marino de dos tipos (GOM 1500 ppm S y 500 ppm S).

### *Importaciones y exportaciones*

A través de su división de abastecimiento, la Garante también realiza operaciones comerciales, ventas a metalúrgicas y exportaciones de combustibles a mercados extranjeros.

En 2024 y durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, las exportaciones representaron el 18,9% y el 18,4%, respectivamente, del segmento de *Downstream*. Las exportaciones realizadas en esos períodos constaron principalmente de coque y nafta (de muy bajo octanaje), para las que no existe demanda en la Argentina.

Durante 2024, no hubo importaciones de gasoil a causa de la nueva capacidad de la refinería de Campana de producir gasoil de bajo contenido de azufre desde 2022, dándole a la Garante la oportunidad de producirlo en forma local sin necesidad de importarlo. No obstante, durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Sucursal importó el 10,7% de las ventas de gasoil debido a la parada programada (TAR) en la refinería de Campana, con el fin de abastecer al mercado local. En cuanto a las importaciones de naftas, en 2024 y durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025, la Compañía importó el 3,7% y el 17,2% de las ventas de naftas, respectivamente.

### *Lubricantes*

A partir de agosto de 2018, la Sucursal y Castrol, compañía líder de lubricantes a nivel mundial, han conformado un acuerdo en la Argentina a partir del cual la Sucursal elabora e importa en forma exclusiva en su planta de Campana el amplio portafolio de lubricantes Castrol para el segmento de autos, motos, vehículos comerciales y flotas, como así también para los segmentos industriales, petróleo, gas y marinos. La Sucursal comercializa lubricantes Castrol a través de su red de distribuidores autorizados con cobertura nacional y su amplia red de estaciones de servicios y ventas directas a empresas de diversos sectores.

### *Químicos*

Como parte del proceso de refinación de petróleo crudo, la refinería produce solventes alifáticos y olefinas para usos químicos y petroquímicos. La Sucursal comercializa olefinas a clientes industriales locales y solventes a clientes industriales y distribuidores, locales y del exterior. En 2024, la Sucursal exportó aproximadamente 28,3 mil toneladas de GLP y 12,0 mil m<sup>3</sup> de solventes alifáticos y hexano. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Sucursal exportó aproximadamente 22,0 mil toneladas de GLP y 7,4 mil m<sup>3</sup> de solventes alifáticos y hexano.

### **Otras actividades**

#### ***Transporte, almacenamiento y carga de petróleo***

La Garante, junto con otros productores de petróleo argentinos, tiene participaciones en algunas sociedades vinculadas estratégicas que son propietarias de terminales de transporte, almacenamiento y carga de petróleo. Las participaciones en estas sociedades están destinadas a asegurar y optimizar el transporte, la entrega y comercialización de la producción de petróleo de la Garante. Las participaciones de la Garante en las empresas de transporte, almacenamiento y carga de petróleo comprenden las siguientes sociedades:

#### *Oleoductos del Valle S.A.*

La Garante tiene una participación indirecta del 11,9% en el capital social de Oldelval, la cual es una sociedad argentina, que es propietaria de un sistema de oleoductos de aproximadamente 600 millas de longitud, desde la Cuenca Neuquina hasta el sistema de oleoductos Puerto Rosales. Oldelval opera el oleoducto en virtud de un contrato de concesión que fue prorrogado en septiembre de 2022 por la SE hasta noviembre de 2037.

Oldelval es el único sistema de oleoductos que conecta la Cuenca Neuquina con las terminales de exportación de la costa atlántica ubicadas en la ciudad puerto de Bahía Blanca. En marzo de 2025, tras la finalización del proyecto de ampliación de la capacidad desde Allen hasta Puerto Rosales, la capacidad de transporte de Oldelval se incrementó a 540 kbbl/d (225 kbbl/d sujetos a acceso abierto y 315 kbbl/d conforme a contratos de transporte en firme). En 2024, las ventas totales de Oldelval ascendieron a Ps.196.286 millones (US\$190,2 millones).

#### *Terminales Marítimas Patagónicas S.A.*

La Garante tiene una participación indirecta del 31,7% en Termap, la cual es una empresa argentina que es propietaria de las terminales de almacenamiento y carga de petróleo ubicadas en Caleta Córdova, Provincia del Chubut, y Caleta Olivia, Provincia de Santa Cruz. Termap opera estas instalaciones en virtud de un contrato de concesión a 35 años otorgado por el gobierno argentino (que expira en 2029), el cual puede ser prorrogado por la SE por un período adicional de 10 años. Las operaciones en Caleta Córdova se utilizan,

en parte, para almacenar y efectuar la carga en buques cisterna petroleros para su entrega en el mercado, de la producción de petróleo de la Garante desde su área Cerro Dragón, situada aproximadamente a 60 millas de distancia de las instalaciones.

Durante 2024, Termap efectuó la carga de 161 buques cisterna petroleros con un volumen total de 69,4 mmbbl de petróleo crudo proveniente de la Cuenca Golfo San Jorge. En 2024, Termap tuvo ventas totales por Ps.73.058 millones, un 4,2% por debajo que el año anterior en términos de Dólares Estadounidenses, principalmente a causa de una disminución del 6% en los volúmenes despachados.

#### *VMOS*

El 13 de diciembre de 2024, PAS celebró un convenio de accionistas con YPF, Vista Energy y Pampa para adquirir una participación accionaria en VMOS, una empresa de *midstream* constituida con un propósito específico para desarrollar el proyecto VMOS. El 20 de diciembre de 2024, Pluspetrol se incorporó al proyecto VMOS como accionista de VMOS. El 11 de marzo de 2025, Chevron Argentina, Shell Argentina, GyP y Tecpetrol se sumaron al proyecto VMOS como accionistas de VMOS. El proyecto VMOS tiene por objeto fortalecer el sistema de transporte y exportación de la Cuenca Neuquina mediante la ampliación de la capacidad de transporte y almacenamiento de crudo desde los yacimientos de Vaca Muerta, a través de la construcción de un oleoducto que conectará dichos yacimientos con una nueva terminal de exportación en Punta Colorada, Río Negro, que contará con una terminal de carga y descarga con monoboyas e instalaciones de almacenamiento. Se prevé que el oleoducto estará en pleno funcionamiento en 2027 y que transportará 550.000 barriles por día, con potencial de alcanzar 700.000 barriles por día, y una inversión total estimada de US\$2.800 millones, que se espera financiar a través de aportes de capital de los accionistas de VMOS y US\$2.000 millones de financiamiento (endeudamiento) de terceros que ya ha sido asegurado por VMOS. El 6 de marzo de 2025, el gobierno nacional de la República Argentina aprobó la adhesión del proyecto al RIGI. Actualmente, PAS posee una participación del 11,22% en VMOS, lo que otorga a la Sucursal una capacidad de transporte proporcional de 8.700 m<sup>3</sup>/día.

#### *Transporte de gas*

La Garante tiene participaciones sociales en algunas empresas de transporte de gas estratégicas. Las participaciones en estas empresas tienen por objeto asegurar y optimizar la capacidad de transporte de gas de la Garante. Las participaciones de la Garante en las empresas de transporte de gas comprenden a las siguientes sociedades:

##### *Gasoducto Cruz del Sur S.A.*

Gasoducto Cruz del Sur S.A. (“**GCdS**”), en la cual la Garante tiene una participación del 30,0%, tiene una concesión para el transporte de gas natural a través de un gasoducto de 210 kms. de longitud que se extiende desde Punta Lara, Argentina, a la ciudad de Montevideo, Uruguay. GCdS opera desde noviembre de 2002. Los socios de la Garante en GCdS son: Shell (40,0%), ANCAP, la empresa estatal uruguaya de petróleo y gas (20,0%), y Harbour Energy (10,0%). Durante 2024, el gasoducto transportaba un promedio diario de 217.000 metros cúbicos (7,7 millones de pies cúbicos) por día, de los cuales el 39,4% se destinó a fines industriales, y 60,6% al sector residencial y al sector comercial.

##### *Gas Link S.A.*

Gas Link S.A. (“**Gas Link**”) es de propiedad en 20,4% de Pan American Sur. Gas Link posee un gasoducto que se extiende desde Buchanan a Punta Lara, en la Provincia de Buenos Aires, Argentina, y que interconecta el sistema de transporte de gas en el sur argentino con el gasoducto de GCdS. El gasoducto tiene una capacidad de transporte diaria contratada de 1 millón de metros cúbicos (35 millones de pies cúbicos) asignada a Pan American (40%) y a Harbour Energy (60%). Asimismo, Gas Link tiene dos contratos de transporte de gas interrumpible a corto plazo con la empresa estatal argentina ENARSA, para despachar gas a la “Central Ensenada de Barragán”, situada en la Provincia de Buenos Aires, y a Uruguay.

En 2024, la Garante transportó un promedio diario de 2,62 millones de metros cúbicos (92,52 millones de pies cúbicos) de gas natural, de cuyo total un 8% se exportó a Uruguay y el 92% restante se destinó a la Central Ensenada de Barragán.

##### *Southern Energy S.A.*

En junio de 2024, Pan American y Golar FLNG Sub-Holding Company Limited (“**Golar FLNG**”) suscribieron acuerdos definitivos para la puesta en servicio, por un plazo de 20 años, de un buque FLNG en la Argentina y constituyeron una unión transitoria a través de SESA para desarrollar el proyecto FLNG, con una participación del 90% para Pan American y del 10% para Golar. Posteriormente, Pampa, Harbour Energy e YPF se incorporaron al proyecto FLNG mediante la adquisición de una participación accionaria

en SESA, con el objetivo de integrar otra empresa productora de gas natural. A la fecha del presente Suplemento, las partes mantienen las siguientes participaciones en SESA: 30% Pan American, 25% YPF (a través de su subsidiaria Sur Inversiones Energéticas S.A.U.), 20% Pampa, 15% Harbour Energy (a través de su subsidiaria SE Argentina Holding B.V.), y 10% Golar FLNG.

### ***Servicios de petróleo y gas***

#### ***Manpetrol S.A.***

Manpetrol S.A. (“**Manpetrol**”) es una subsidiaria de propiedad absoluta de la Garante, la cual presta servicios de petróleo, incluida la construcción de instalaciones y oleoductos para la industria del petróleo y el gas, reparación y construcción de tanques de almacenamiento para la industria petrolera, mantenimiento, operación, integración y logística, que incluye la producción y el control de yacimientos de petróleo, supervisión de cuestiones de seguridad, salud y medio ambiente principalmente en relación con los equipos de las torres petroleras de perforación, reacondicionamiento y servicios de pozos. Asimismo, incluye la supervisión de tareas desarrolladas en instalaciones de superficie, tales como plantas de tratamiento, plantas de compresión, estaciones de almacenamiento de hidrocarburos, depósitos de materiales y productos químicos y trabajos generales, trabajos con tensión, y servicios de laboratorio con el objeto de controlar las especificaciones legales exigidas respecto del petróleo producido. La totalidad de los ingresos de Manpetrol corresponden a ingresos con partes relacionadas con la Sucursal. En 2024, estos ingresos ascendieron a Ps.118.512 millones (US\$110,0 millones).

#### ***Field Services Enterprise S.A.***

Field Services Enterprise S.A., es una subsidiaria de propiedad absoluta de la Garante al 31 de diciembre de 2024, la cual presta servicios de consultoría laboral para la contratación de personal especializados y los equipos necesarios para la operación de las actividades de perforación de pozos de petróleo y gas. La totalidad de los ingresos de Field Services corresponden a ingresos con partes relacionadas con la Sucursal. En 2024, estos ingresos ascendieron Ps.41.628 millones (US\$36,7 millones).

### ***Generación de energía eléctrica***

#### ***Generación térmica***

En línea con su estrategia de crear nuevos mercados para sus importantes reservas de gas, la Garante participa en la actividad de generación de energía, donde es posible abastecer plantas térmicas con la producción de gas natural de la Garante.

#### **Central Dock Sud S.A.**

Central Dock Sud S.A. (“**CDS**”) es una compañía argentina ubicada en la Provincia de Buenos Aires que opera una central generadora de ciclo combinado de 858,5 MW y dos turbinas de gas de 35,82 MW cada una. Hasta abril de 2023 la Garante tenía una participación del 19,51% en CDS y en abril de 2023 esta participación se incrementó al 40,64%.

En febrero de 2023, mediante Resolución SE N° 59/2023 de la Secretaría de Energía, se estableció un esquema de precios para ciclos combinados. Con este nuevo esquema, CDS se adhirió a un contrato de 5 años denominado en Dólares Estadounidenses con CAMMESA, a través del cual la CDS recibía un pago adicional por capacidad si la disponibilidad superaba el 85% del nivel estipulado en dicho contrato. La energía no vendida en el marco del esquema de la Resolución N° 59/2023 se comercializó en el mercado spot en pesos. El precio spot, definido por el gobierno argentino, aumentó en febrero, agosto, septiembre y noviembre de 2023, aunque el ajuste total fue menor a la inflación y a la depreciación del peso.

En el marco de la licitación de energía térmica que lanzó el gobierno argentino en julio de 2023, la Secretaría de Energía adjudicó 3,3 GW, incluidos 65 MW para el proyecto de optimización de CDS. La nueva potencia se puso a disposición de CDS, a pagar periódicamente en los términos adjudicados (en Dólares Estadounidenses) desde julio de 2024. Sin embargo, en enero de 2024 las nuevas autoridades gubernamentales suspendieron el resultado de la licitación hasta definir la conveniencia del suministro.

En noviembre de 2025, la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía estableció un marco eléctrico que definió un nuevo esquema de remuneración para la generación spot, pasando de un precio regulado a un precio “parcialmente” libre (es decir, los ingresos se encuentran limitados para “generadores antiguos”). Para adherirse a este nuevo esquema, CDS dejó sin efecto su participación en el esquema de la Resolución N° 59/2023.

En 2024 y durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, CDS adquirió gas natural para generación de CAMMESA después de que la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo

Productivo centralizara en CAMMESA el abastecimiento de combustible para la generación eléctrica de las centrales térmicas del mercado eléctrico mayorista, a partir del 30 de diciembre de 2019.

Durante 2024, la energía neta producida por CDS fue de 5.083 GW/h, que representa un aumento del 30% en comparación con 2023. Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la energía neta producida por CDS fue de 3.967 GWh.

### *Energías Renovables*

La Garante tiene por objetivo ser una empresa energética más diversificada, fortaleciendo su presencia regional y ampliando su capacidad de administrar y llevar a cabo proyectos de inversión, particularmente en vistas al objetivo establecido por el gobierno argentino tendiente a alcanzar una cuota de energías renovables respecto del consumo total de la demanda del 20% en 2025.

Específicamente, en octubre de 2015, el Congreso de la Nación Argentina reformó el Programa de Energías Renovables (Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica introducido por la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191), y las reglamentaciones dictadas por el MEN, estableciendo un objetivo tendiente a alcanzar una cuota de energías renovables respecto del consumo total de la demanda del 20% en 2025, exigiendo a ciertos consumidores industriales y comerciales que cubran una mayor parte de su consumo a partir de fuentes de energía renovables y otorgando beneficios fiscales y otros beneficios a los proyectos de energías renovables. Asimismo, mediante el dictado de la Resolución N° 1036/2021, la Secretaría de Energía aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”.

### Parque Eólico del Sur

Al 30 de septiembre de 2025, la Garante, a través de Pan American Fuegoína, posee una participación del 55% en el capital social de PES y el 45% restante es de propiedad de 3 GAL S.A. El 12 de octubre de 2016, se celebró un PPA con CAMMESA por una duración de 20 años para el suministro de energía eléctrica de tipo eólica en la Argentina. El inicio de las actividades de este parque eólico fue el 28 de noviembre de 2018, y su capacidad instalada es de 24,15 MW, compuesta por siete aerogeneradores marca Vestas (modelo V126) de 3,45 MW cada uno.

El parque eólico se encuentra en operación desde 2018 y generó 114.328 MWh en 2024, con un factor de capacidad del 54%, y 84.559 MWh durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, con un factor de capacidad del 53%. La Garante invirtió US\$37,5 millones hasta ahora, financiado por los accionistas y préstamos otorgados por KfW, con garantía de la agencia de fomento a las exportaciones EKF de Dinamarca y Credit Agricole.

### Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

Los parques de generación eólica Chubut Norte III y Chubut Norte IV, en los cuales la Garante tiene una participación indirecta del 49%, fueron puestos en funcionamiento en febrero de 2021. El parque eólico Chubut Norte III tiene 13 aerogeneradores y opera 57,6 MW en tanto que el parque eólico Chubut Norte IV tiene 19 aerogeneradores y opera una planta de generación de energía eólica de 82,8 MW. Los parques eólicos Chubut Norte III y IV se encuentran en operación desde 2021 y generaron 280.726 MWh y 187.241 MWh durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, con factores de capacidad del 50% y del 52%.

### Pan American Energy Energías Renováveis Ltd.

El 5 de agosto de 2021, PAE Renováveis, una subsidiaria de propiedad absoluta de Pan American celebró un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual PAE Renováveis adquirió la totalidad de las acciones de ciertas sociedades de propósito único creadas para desarrollar, ser titulares de y operar el proyecto Novo Horizonte, una planta de generación de energía eólica de 423 MW ubicada en el Estado de Bahía, Brasil. La transacción se cerró el 26 de abril de 2022. El proyecto está ubicado a unos 600 kilómetros al oeste de Salvador, en los municipios de Novo Horizonte, Boninal, Brotas de Macaúbas, Ibitiara, Oliveira dos Brejinhos y Piatã, todos en el estado de Bahía. El parque eólico se está desarrollando a través de 10 vehículos especiales y tiene 94 aerogeneradores, divididos en dos polígonos conectados a través de una línea de media tensión (34,5 kv) de 8 km. La conexión a la red consta de una subestación (34,5 kv / 500 kv), una bahía de conexión y una línea dedicada de 79 km a la Subestación Sol do Sertão de 500 kv. La fecha de operación comercial comenzó en marzo de 2024; sin embargo, el proyecto estuvo plenamente operativo recién en julio de 2024.

### **Salud, seguridad y ambiente**

La Garante es una empresa social y ambientalmente responsable que promueve la mejora constante de sus

prácticas y políticas de salud, seguridad y ambiente. La Garante cree en el cuidado del ambiente en el que opera y la seguridad, salud y el desarrollo de las personas y las comunidades es una condición esencial para las actividades que desarrolla.

La Garante ha desarrollado, implementado y procurado continuamente reforzar los procesos de gestión que a lo largo de los años le han permitido mejorar sus propios registros de desempeño en materia de salud, seguridad y ambiente.

**Seguridad**

La Garante tiene el compromiso de operar el negocio en cumplimiento de las necesidades ambientales y económicas de las comunidades en las que opera, y la protección de la seguridad y la salud de los empleados de la Garante, las personas involucradas en las operaciones, sus clientes y terceros. La Garante considera que la mejor forma de cumplir con su compromiso es a través de una fuerza laboral idónea y comprometida, y prácticas diseñadas para permitir operaciones seguras y responsables desde el punto de vista del ambiente.

La Garante no tuvo ninguna fatalidad ni ningún accidente ambiental importante en 2024 y durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Los resultados de seguridad de Pan American alcanzaron, en términos de seguridad personal, una tasa total de incidentes (es decir, incidentes reportables cada 200.000 horas) de 0,030 sobre un total de resultados de seguridad de 33.504 millones de horas trabajadas en los últimos 12 meses finalizados el 30 de septiembre de 2025. Para monitorear sus parámetros de seguridad, la Garante mide en forma mensual indicadores clave de seguridad. El cuadro a continuación muestra los principales indicadores de seguridad durante los últimos 12 meses finalizados el 30 de septiembre de 2025:

Indicadores de desempeño en materia de seguridad al 30 de septiembre de 2025 (últimos 12 meses)					Brasil (Parque eólico)
Indicador		PAE G	Upstream	Downstream	
TRICF (1)	Frecuencia total de incidentes registrables (1)	0,030	0,036	0,018	0,000
TRIC	Casos totales de incidentes registrables	5	4	1	0
TVIC (2)	Casos totales de incidentes vehiculares (2)	7	7	0	0
TVICF (3)	Frecuencia total de incidentes vehiculares (3)	0,042	0,070	0,000	0,000

(1) Cantidad de lesiones registrables (fatalidades + casos de pérdida de días de trabajo + casos de días de trabajo restringidos + casos de tratamientos médicos) por cada 200.000 horas trabajadas.

(2) Cantidad total de accidentes vehiculares registrados por cada 200.000 horas trabajadas.

(3) Cantidad total de accidentes laborales vehiculares por cada 1.000.000 kms. recorridos.

**Cumplimiento ambiental**

La Garante está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones, las cuales están sujetas a diversas leyes y reglamentaciones locales, provinciales y nacionales relacionadas con el impacto general de las operaciones sobre el medio ambiente, incluyendo, sin limitación, emisiones atmosféricas, uso del agua y aguas residuales, el manejo y la disposición de desechos sólidos y peligrosos, la disposición o remediación del suelo y agua contaminados con petróleo y otros productos, especificaciones de combustibles a fin de abordar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Garante ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir de manera proactiva con estas leyes y reglamentaciones. La Garante cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros químicos, biólogos, bioquímicos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos, remediación del suelo y agua, disposición de desechos y mantenimiento del SIG, y garantizan que las operaciones de la Garante cumplan con estas leyes, así como con los estándares operativos de la Garante y los de la industria del petróleo y gas. La dirección de la Garante considera que sus operaciones actuales cumplen en todos sus aspectos sustanciales con las leyes y reglamentaciones aplicables en relación con la protección del medio ambiente, según dichas leyes y reglamentaciones son interpretadas y aplicadas a la fecha del presente.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas de la Garante está sujeta a estudios de impacto ambiental en su respectiva jurisdicción y cuenta con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con normas industriales de recuperación secundaria y es empleada para actividades de perforación y reacondicionamiento, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta al sistema de gestión ambiental de la Garante, todas las actividades de *upstream* en la



Argentina de la Garante han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2001. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015. En relación con las operaciones de *downstream*, los lubricantes y plantas comerciales de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente. En 2019, toda la refinería de Campana y las terminales de San Lorenzo, Puerto Galván y Caleta Paula también recibieron la certificación ISO 14.001:2015. Todas estas instalaciones renovaron sus certificaciones anualmente desde la certificación inicial. Durante 2023, la Garante mantuvo la certificación de su sistema de gestión multicéntrico, con miras a obtener una única certificación que incluya a todos los activos objetivos. Los programas de gestión ambiental y social de la Garante se ejecutan de conformidad con las Normas de Desempeño de IFC.

En forma complementaria, en 2022 la Garante certificó su sistema de gestión de energía de acuerdo con la norma ISO 50001:2018 para sus operaciones de refinación.

### **Responsabilidad Social Empresaria**

La Garante opera de acuerdo con su Política de Operaciones de Sustentabilidad, la cual fue actualizada en marzo de 2024. La política apunta a maximizar el valor para los accionistas y la Garante, a la vez que se enfoca en la integridad de la salud, seguridad y medio ambiente, poniendo énfasis en los intereses y relaciones con la comunidad. Destaca, entre otras cuestiones: las normas de seguridad y prevención de derrames y otros eventos, manejo general de riesgos, cuidado del medio ambiente y educación y aportes de grupos de interés. La política también aspira a garantizar la seguridad y bienestar de los empleados de la Garante. La Garante prevé trabajar junto a socios de *joint ventures* y de otro tipo que compartan sus valores sociales.

### **Seguros**

Las operaciones de la Garante están sujetas a riesgos diversos. La Garante contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos daños materiales para los activos *onshore* y *offshore* (incluida su refinería, plantas de lubricantes y terminales), incluyendo pérdida de beneficios por interrupción de las operaciones y pérdida de ingresos por producción, responsabilidad civil *onshore* y *offshore*, responsabilidad civil marítima, responsabilidad civil aeronáutica, costos de control de pozos/gastos extras del operador (OEE, por sus siglas en inglés) y daños a la carga transportada. La Garante mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil operativa frente a terceros con respecto a sus actividades, incluidos los riesgos ambientales por acontecimientos súbitos y accidentales como los derrames de combustible. En forma conjunta con su consultora de seguros, la Garante realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Garante posee cobertura de reaseguros de empresas líderes del sector en los mercados internacionales e intenta mantener relaciones de largo plazo con sus suscriptores de reaseguro. Los programas de reaseguros de *upstream* y *downstream* de la Garante se renuevan el 1 de julio de cada año.

Adicionalmente, la Garante contrata una cobertura de seguro de caución ambiental de acuerdo con la Ley N° 25.675 por las siguientes instalaciones: (i) la refinería de Campana; (ii) la planta de lubricantes de Campana; (iii) las terminales de distribución de Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván, Brandsen, San Lorenzo y Caleta Paula; (iv) las terminales de recarga de combustible aeroportuarias de Ezeiza, Pajas Blancas y Aeroparque; y (v) algunas estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. La Garante mantiene asimismo seguro de accidentes de trabajo (Aseguradora de Riesgo de Trabajo o ART y Seguro de Vida Obligatorio conforme al Decreto 1567/74), responsabilidad civil del automotor, bienes y petróleo crudo y productos en tránsito y en depósitos. En lo atinente a las actividades de *upstream* de la Garante en México, se cumplen todas las reglamentaciones impuestas en dicho país mediante disposiciones publicadas con fecha 23 de junio de 2016 en el Diario Oficial de la Federación. Los daños patrimoniales, incluido el lucro cesante, y los riesgos de responsabilidad civil frente a terceros derivados de la operación del parque eólico Novo Horizonte en Brasil, se encuentran cubiertos por pólizas de seguro contratadas en el mercado asegurador local.

La Garante considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria en los países en los que opera. Según requieren las normas locales, los seguros se contratan con compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (principalmente, Lloyds Londres, Europa y Estados Unidos de América). Las pólizas de seguro de la Garante se renuevan en tiempo oportuno. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Garante oscilan hasta US\$2,0 millones para el negocio de *upstream* y hasta US\$5 millones para el caso de la refinería. Desde 2010, la Garante ha efectuado distintos reclamos conforme a sus pólizas de seguro por un monto total de US\$52,8 millones, ninguno de los cuales fue rechazado.

### **Empleados**

### ***Empleados de Pan American***

La fuerza laboral de Pan American y sus subsidiarias está compuesta por empleados permanentes y temporarios. Al 31 de diciembre de 2023 y 2024, Pan American tenía 6.711 y 6.627 empleados permanentes y temporarios, respectivamente. Al 30 de septiembre de 2025, la Garante tenía 6.041 empleados permanentes y temporarios.

Aproximadamente el 62% de los empleados permanentes están representados por sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Garante.

Si bien la Garante cuenta con políticas en cuanto al cumplimiento de las obligaciones laborales y de la seguridad social de sus contratistas, la Garante no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en busca de una indemnización de parte de la Garante, invocando precedentes de tribunales argentinos en lo laboral que reconocen la responsabilidad mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual se prestan los servicios, bajo ciertas circunstancias.

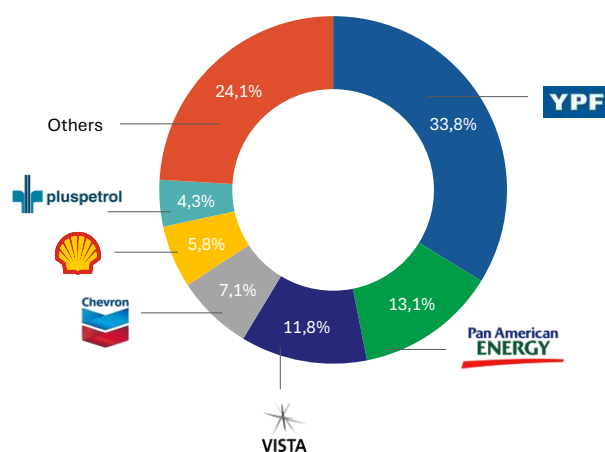
### **Competencia**

#### ***Operaciones de upstream***

Sobre una base boe combinada, la Garante fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en la Argentina durante 2023 y 2024 y en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, representando el 12,7%, 12,2% y 13,4% de la producción local de petróleo y gas combinada, respectivamente. El mayor productor global tanto de petróleo como de gas en la Argentina en 2023 y 2024 y en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 fue YPF, con participación estatal del gobierno argentino en un 51%, que representó aproximadamente el 28,4%, 29,3% y 30,1% de la producción de la Argentina en dichos períodos, respectivamente, sobre una base boe combinada.

Pan American fue el segundo productor de petróleo más importante de la Argentina en términos de volumen, representando el 15,5%, 14,2% y 13,1% de la producción de petróleo local en 2023, 2024 y en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, respectivamente. Los otros grandes productores de petróleo en la Argentina fueron YPF, Vista Oil and Gas, Chevron, Shell, Petronas y Pluspetrol que, en conjunto con la Garante, representaron aproximadamente el 74,7%, 74,8% y 76,1% de la producción total de petróleo en 2023, 2024 y en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, respectivamente.

El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de la Argentina durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 con respecto al mercado petrolero argentino:



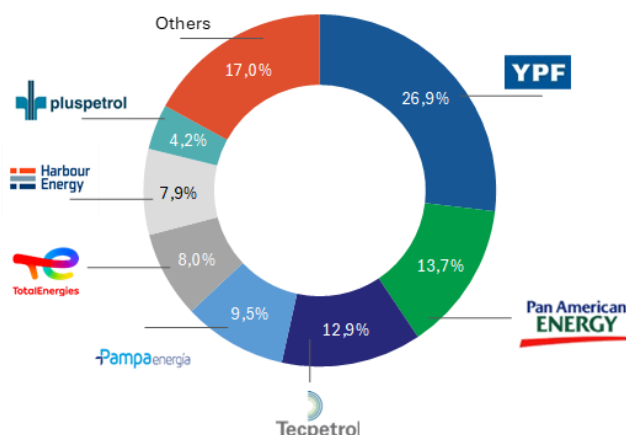
Nota: “Others” significa “Otros”.

Fuente: IAPG.

Pan American fue también el segundo productor de gas más importante de la Argentina en términos de volumen en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, representando el 13,9% en 2023, el 14,4% en 2024, y el 13,7% en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

Los otros cinco grandes productores de gas en la Argentina fueron YPF, Tecpetrol, Total Energies, Pampa y Harbour Energy que juntamente con la Garante representaron aproximadamente un 83,1% de la producción total de gas en 2024 y un 83,0% en los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025.

El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de la Argentina durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025 con respecto al mercado de gas argentino:



Nota: “Others” significa “Otros”.

Fuente: IAPG.

#### *Operaciones de Downstream*

Al 30 de septiembre de 2025, once refinерías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 600.000 barriles por día. Tres de estas refinерías se encuentran ubicadas a una distancia considerable del mercado de Buenos Aires. Las tres refinерías que abastecen a Buenos Aires son: (i) la refinерía YPF–La Plata (210.000 barriles por día); (ii) la refinерía Shell–Buenos Aires (102.000 barriles por día) de propiedad de Raizen Argentina S.A. (“**Raizen**”); y (iii) la refinерía de Campana de la Sucursal (95.000 barriles por día). Al 30 de septiembre de 2025, tres de las once refinерías eran operadas por YPF (representando en conjunto el 59% de la capacidad total de producción local), y por Raizen (17%), la Sucursal (16%), Trafigura Argentina S.A. (“**Trafigura**”) (6%), Refipampa y New American Oil y las dos refinерías restantes operadas por otras partes (2%).

Los principales competidores en los mercados de nafta y gasoil en la Argentina son YPF, Raizen y Trafigura. En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Garante, en términos de ventas de gasoil (incluyendo ventas a plantas de generación de energía) era de 15,9%, en comparación con 55,6% (YPF), 15,8% (Raizen), y 7,3% (Trafigura), según la SE. En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, el negocio de *downstream* de la Garante tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de aproximadamente 12,8%, en comparación con aproximadamente 55,4% (YPF), 22,7% (Raizen), y 7,5% (Trafigura), de acuerdo con datos de la SE. Los principales competidores en términos de ventas de *fuel oil*, principalmente a las plantas de generación de energía, son YPF, Raizen y Trafigura.

En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Garante, en términos de ventas de *fuel oil* e IFO, era de 22,5%, en comparación con aproximadamente 28,8% (Raizen), 14,4% (YPF) y 28,6% (Trafigura), según la SE. Los principales competidores de la Garante en el segmento de combustible de aviación de la Argentina son YPF y Raizen.

En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Garante, en términos de ventas de combustible de aviación, fue de 21,9%, en comparación con 55,5% (YPF) y 22,6% (Shell), según la SE. Los principales competidores en el segmento de negocios de GLP son YPF, Compañía Mega y Raizen.

#### **Propiedad intelectual**

La Garante comercializa sus productos bajo distintas marcas debidamente registradas conforme a la normativa aplicable.

Las marcas comerciales o marcas de servicio que aparecen en el presente, incluyendo “AXION energy”, pertenecen a sus respectivos propietarios. Para facilitar la lectura, las marcas comerciales incluidas en el presente no incluyen el símbolo ®, pero las referencias a las mismas no deben interpretarse en el sentido de indicar que la Emisora no hará valer sus derechos en las marcas, con el máximo alcance permitido por

la ley.

### Procedimientos legales

La Garante periódicamente es parte de procedimientos de arbitraje y acciones legales en el curso habitual de sus negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, reclamos ambientales, controversias laborales, e impositivas con ciertas provincias de la Argentina y las autoridades fiscales nacionales. La Garante considera que no existen acciones legales, investigaciones, juicios o procedimientos en trámite en su contra o en contra de su patrimonio que puedan tener un efecto sustancial adverso sobre su situación financiera o su capacidad de cumplir con sus obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables y la Garantía.

### Directorio de Pan American Energy Group

Pan American Energy Group es el único miembro de Pan American. El Directorio de Pan American Energy Group está actualmente compuesto por ocho directores, quienes permanecerán en sus cargos hasta su renuncia o destitución. Los directores de Pan American Energy Group a la fecha del presente Suplemento son los siguientes:

Nombre	Cargo
Alejandro P. Bulgheroni .....	Presidente y Director
William Lin .....	Vicepresidente y Director
Marcos Bulgheroni .....	Director
Fang Ding .....	Director
Shao Dan .....	Director
Francisco Villarreal .....	Director
Andrés Manuel Guevara de la Vega .....	Director
Luis Alberto Aires Dupre .....	Director

A continuación se presenta una breve reseña biográfica de los miembros del Directorio de Pan American Energy Group.

*Alejandro P. Bulgheroni.* El Sr. Bulgheroni se desempeña como presidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Previamente, fue presidente de Pan American desde 1997 e integrante de su Comité Directivo. También es presidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es ingeniero industrial graduado de la Universidad de Buenos Aires.

*William Lin.* El Sr. Lin es director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Asimismo, se desempeña como Vicepresidente Ejecutivo, Regiones, Ciudades y Soluciones de BP. Cuenta con amplia experiencia en la industria energética en diversas regiones, habiendo trabajado en el sector durante 30 años. El Sr. Lin es ingeniero y posee una maestría, ambos títulos otorgados por la State University of New York en Stony Brook.

*Marcos Bulgheroni.* El Sr. Bulgheroni es director y Director Ejecutivo del Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es licenciado en Economía graduado de la Universidad de Yale y posee una Maestría en Administración de Empresas que obtuvo en la Escuela de Negocios de Columbia.

*Fang Ding.* El Sr. Ding es Director de Personal de Pan American desde mayo de 2017 y trabaja en CNOOC desde hace 28 años. Es geólogo graduado de la Northwest University of China.

*Shao Dan.* El Sr. Dan es director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2024 y trabaja en CNOOC International Ltd. desde 2021. Es licenciado en Lengua Española graduado de Guangdong University of Foreign Studies y posee una maestría en Economía Mundial que obtuvo en la Renmin University of China.

*Francisco Villarreal.* El Sr. Villarreal es director de Pan American Energy Group desde el 17 de abril de 2024. Es licenciado en Economía graduado de la Escuela de Economía y Ciencias Políticas de Londres (LSE) y cuenta con más de 30 años de experiencia en funciones de tesorería. Comenzó su carrera en BP en 1990, en Londres, donde ocupó diversos cargos en las áreas de Tesorería, Fusiones y Adquisiciones, y Químicos. Además, trabajó en distintas áreas de Tesorería y Finanzas en Moscú, Singapur y Madrid.

*Andrés Manuel Guevara de la Vega.* El Sr. Guevara de la Vega es director de Pan American Energy Group desde junio de 2024. Es ingeniero en producción graduado de la Universidad Simón Bolívar y posee una Maestría en Administración de Empresas que obtuvo en la Escuela de Negocios Booth de la Universidad de Chicago. Cuenta con más de 25 años de experiencia en BP, donde ha desempeñado distintos cargos, más

recientemente como presidente de BP España y, actualmente, como presidente de BP Brasil y BP Bioenergy.

*Luis Alberto Aires Dupre.* El Sr. Aires Dupre es director de Pan American Energy Group desde marzo de 2018. También se desempeña como Director General de Downstream de Pan American Energy Group desde enero de 2021 y cuenta con 30 años de experiencia en el sector energético con BP. Inició su carrera profesional en 1991 en BP, en la refinería de Castellón, España. Desde entonces, ha ocupado diversos puestos en Madrid, Bruselas, Londres y en la refinería de Carson (California, Estados Unidos). Antes de incorporarse a PAE, el Sr. Aires Dupre dirigía la operación de BP España como presidente. Es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Valencia.

### **Alta Gerencia de la Sucursal**

La alta gerencia está a cargo de la implementación y consecución de los objetivos estratégicos y de corto plazo de la Sucursal. La siguiente tabla detalla a los miembros de la alta gerencia de la Sucursal a la fecha del presente Suplemento.

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>
Marcos Bulgheroni	Director Ejecutivo
Francisco Villarreal	Director de Asuntos Financieros
Fang Ding	Director de Personal
Fausto Caretta	Director General de Operaciones <i>Upstream</i>
Luis Alberto Aires Dupre	Director General de Operaciones <i>Downstream</i>
Sandra Vaimberg	Directora de Auditoría Interna
Juan M. Bulgheroni	Vicepresidente de Estrategia y Planificación <i>Upstream</i>
Gerardo A. Doria	Vicepresidente de Activos del Noroeste Argentino
Tomás G. Catzman	Vicepresidente de Activos del Sur Argentino
Pablo V. Braul	Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur
Daniel F. Felici	Vicepresidente de Relaciones Institucionales <i>Upstream</i> y Asuntos Públicos Corporativos
Agustin Agraz	Vicepresidente de Relaciones Institucionales <i>Downstream</i>
Gonzalo Fratini Lagos	Vicepresidente de Asuntos Legales, Ética y Cumplimiento Normativo
Rodolfo E. Berisso	Vicepresidente Ejecutivo de Administración, Finanzas, Estrategia y Planeamiento
Romina Cavanna	Vicepresidenta de Recursos Humanos
Ruben A. Morgani	Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE)
Rodolfo Freyre	Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios
Sandra L. Yachelini	Vicepresidenta de Ventas y Comercialización <i>Downstream</i>
Arturo D. Mourioño	Vicepresidente de Operaciones <i>Downstream</i> / Vicepresidente de Ingeniería y Construcciones
Marcelo A. Gioffre	Vicepresidente de Cadena de Abastecimiento y Seguridad Patrimonial
Diego M. Maffeo	Vicepresidente de Transformación y Tecnología
Daniel G. Ciaffone	Vicepresidente de Abastecimiento Integrado y Trading

A continuación se presenta una breve reseña biográfica de los miembros de la alta gerencia.

*Marcos Bulgheroni.* Véase “—Directorio de Pan American Energy Group.”

*Francisco Villarreal.* Véase “—Directorio de Pan American Energy Group.”

*Fang Ding.* Véase “—Directorio de Pan American Energy Group.”

*Fausto Caretta.* El Sr. Caretta es el Director General de Operaciones *Upstream* de la Sucursal. Cuenta con más de 20 años de experiencia internacional en la industria de petróleo y gas. Inició su carrera en YPF en operaciones *onshore* y *offshore*; posteriormente, desarrolló su trayectoria en Schlumberger, donde ocupó diversos cargos ejecutivos en múltiples destinos. A lo largo de su carrera, trabajó en países como Argentina, Estados Unidos, Reino Unido, Malasia, Indonesia, Emiratos Árabes Unidos, Colombia y Brasil. El Sr. Caretta es ingeniero mecánico graduado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

*Luis Alberto Aires Dupre.* Véase “—Directorio de Pan American Energy Group.”

*Sandra Vaimberg.* La Sra. Vaimberg se ha desempeñado como Directora de Auditoría Interna de la Sucursal

desde abril de 2025. La Sra. Vaimberg ha desempeñado diversos cargos gerenciales, incluyendo el de Gerente Senior del Departamento de Auditoría en KPMG Argentina y el de Gerente Ejecutiva de Control de Gestión en Pan American Energy. La Sra. Vaimberg es contadora pública, egresada de la Universidad Nacional de Lomas de Zamora.

*Juan M. Bulgheroni.* El Sr. Bulgheroni es Vicepresidente de Estrategia y Planificación *Upstream* de la Sucursal. Tiene amplia experiencia en posiciones gerenciales en distintas compañías del sector energético. Es ingeniero graduado de la Colorado School of Mines y posee una Maestría en Administración de Empresas que obtuvo en la Escuela de Negocios Darden de la Universidad de Virginia.

*Gerardo A. Doria.* El Sr. Doria se desempeña como Vicepresidente de Activos del Noroeste Argentino desde marzo de 2025. Ha trabajado en distintos cargos en empresas del sector energético desde abril de 2003. El Sr. Doria es ingeniero en electricidad y electrónica, egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

*Tomás G. Catzman.* El Sr. Catzman se desempeña como Vicepresidente de Activos del Sur Argentino desde agosto de 2025. Ha trabajado en distintos cargos en Pan American desde abril de 2008. El Sr. Catzman es ingeniero en petróleo, egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

*Pablo V. Braul.* El Sr. Braul es Vicepresidente de Operaciones de Producción – Áreas del Sur de la Sucursal desde octubre de 2020. Ha desempeñado diferentes funciones en Pan American desde enero de 2007. Posee experiencia en la industria de petróleo y gas desde 1996, habiendo trabajado en empresas como Pérez Companc S.A. y Petrobras Argentina S.A. El Sr. Braul es ingeniero químico graduado de la Universidad Nacional del Sur.

*Daniel F. Felici.* El Sr. Felici es Vicepresidente de Relaciones Institucionales *Upstream* y Asuntos Corporativos de la Sucursal. Ha ocupado cargos gerenciales en empresas de los grupos Odebrecht y Pegasus, y en la Fundación Carolina. Es licenciado en Ciencias Políticas graduado de la Universidad Católica Argentina y posee una maestría otorgada por la Fundación Iberoamericana de Gobierno y Políticas Públicas y la Universidad de San Andrés.

*Agustín Agraz.* El Sr. Agraz es Vicepresidente de Relaciones Institucionales Downstream de la Sucursal. Cuenta con amplia experiencia en áreas de relaciones institucionales. Es licenciado en Psicología graduado de la Universidad Argentina John F. Kennedy.

*Gonzalo Fratini Lagos.* El Sr. Fratini Lagos es Vicepresidente de Asuntos Legales, Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Asimismo, es el representante legal de la Sucursal. Ha ocupado diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento Corporativo. Es abogado graduado de la Universidad de Buenos Aires y posee una Maestría en Derecho (LL.M) obtenida en Facultad de Derecho de la Universidad de Columbia.

*Rodolfo E. Berisso.* El Sr. Berisso es Vicepresidente Ejecutivo de Administración, Finanzas, Estrategia y Planificación de la Sucursal. Trabaja en la industria del petróleo y gas desde 1980. Ha ocupado distintos cargos gerenciales en BC y Pan American. Es ingeniero industrial graduado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

*Romina Cavanna.* La Sra. Cavanna es Vicepresidenta de Recursos Humanos de la Sucursal. Previamente, ocupó diversos cargos gerenciales en Cervecería y Maltería Quilmes y en el Grupo AB InBev. Es licenciada en Relaciones Públicas de la UADE y obtuvo una Maestría en Administración de Empresas en la Universidad de San Andrés.

*Rubén Morgani.* El Sr. Morgani es Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE) de la Sucursal. Desde 1995 ha desarrollado su carrera y ocupado diferentes cargos gerenciales en Pan American. También fue Vicepresidente de Operaciones de Petróleo en Golfo San Jorge. El Sr. Morgani es ingeniero industrial graduado de la Universidad Nacional de Cuyo.

*Rodolfo H. Freyre.* El Sr. Freyre es Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios de la Sucursal desde 2019. Cuenta con más de 15 años de experiencia en la industria del gas. Es licenciado en Economía graduado de la Universidad Di Tella.

*Sandra L. Yachelini.* La Sra. Yachelini es Vicepresidenta de Ventas y Marketing *Downstream* de la Sucursal desde 2017. Previamente ocupó varios puestos gerenciales en la industria de Tecnología de la Información y software. Es ingeniera eléctrica y electrónica graduada de la Universidad Nacional de Rosario.

*Arturo D. Mouriño.* El Sr. Mouriño es Vicepresidente de Operaciones *Downstream* de la Sucursal desde enero de 2021 y actualmente también Vicepresidente de Ingeniería y Construcciones. Trabaja en la industria de petróleo y gas desde 2006. Es ingeniero químico graduado de la Facultad de Ingeniería del Ejército

(Argentina) y obtuvo una Maestría en Administración de Empresas en la Universidad del CEMA y un Executive MBA de la Universidad de Buenos Aires.

*Marcelo A. Gioffre.* El Sr. Gioffre es Vicepresidente de Cadena de Abastecimiento y Seguridad Patrimonial de la Sucursal desde 2015. Previamente se desempeñó como Vicepresidente de Auditoría Interna desde 1991. Es ingeniero electrónico graduado de la Universidad de Buenos Aires y obtuvo una Maestría en Administración de Empresas en la Thunderbird School of Management.

*Diego M. Maffeo.* El Sr. Maffeo es Vicepresidente de Transformación y Tecnología de la Sucursal desde 2021. Cuenta con más de 20 años de experiencia en empresas de tecnología, donde ocupó cargos ejecutivos para América Latina y mercados emergentes. Es contador público graduado de la Universidad de Buenos Aires. Antes de incorporarse a PAE, entre julio de 2020 y junio de 2021, y entre 1998 y 2002, fue socio de PwC Argentina en el grupo de Servicios de Asesoramiento.

*Daniel G. Ciaffone.* El Sr. Ciaffone es Vicepresidente de Abastecimiento Integrado y Trading de la Sucursal desde 2022. Desde 1990 ha ocupado distintos cargos comerciales y de negocios. Es ingeniero industrial graduado de la Universidad de Buenos Aires y obtuvo un *Master of Science* en la Stanford University.

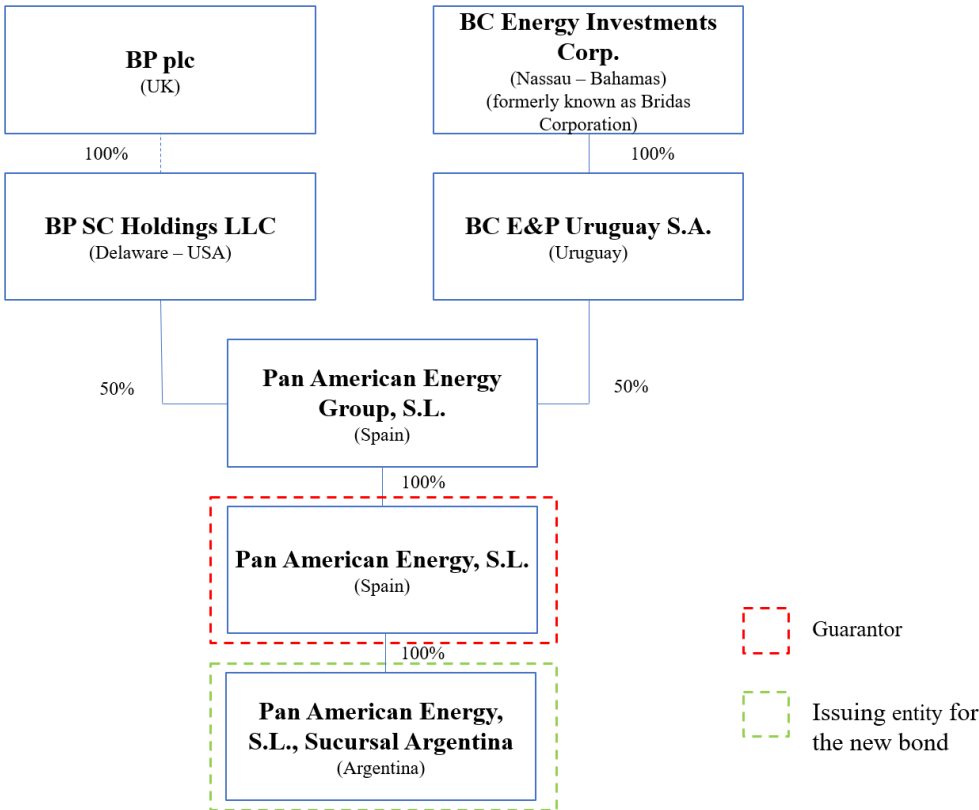
*Remuneraciones*

La remuneración total abonada a los miembros de la alta gerencia de la Sucursal en 2024 ascendió a Ps.39.994 millones (aproximadamente US\$38,8 millones).

Ni la Garante ni ninguna de sus subsidiarias ha celebrado ningún otro acuerdo que otorgue beneficio o remuneración alguna a los directores de Pan American Energy Group o a los miembros de la alta gerencia de la Sucursal luego de la finalización de sus cargos o al momento de su retiro.

*Principales Accionistas*

Pan American tiene 2.093.033.000 acciones con un valor nominal de 1 euro, las cuales son propiedad de Pan American Energy Group, que a su vez pertenece indirectamente a BC y BP, en un 50% cada una. El siguiente esquema muestra la estructura accionaria de la Garante:



Referencias gráfico:

BP plc (UK)

BP SC Holdings LLC (Delaware – USA)

BP plc (Reino Unido)

BP SC Holdings LLC (Delaware – EE. UU.)

BC Energy Investments Corp. (Nassau – Bahamas)  
(formerly known as Bidas Corporation)  
BC E&P Uruguay S.A. (Uruguay)  
Pan American Energy Group, S.L. (Spain)  
Pan American Energy, S.L. (Spain)  
Guarantor  
Issuing entity for the new bond

BC Energy Investments Corp. (Nassau – Bahamas)  
(anteriormente denominada Bidas Corporation)  
BC E&P Uruguay S.A. (Uruguay)  
Pan American Energy Group, S.L. (España)  
Pan American Energy, S.L. (España)  
Garante  
Entidad emisora de la nueva obligación negociable

La relación entre los miembros de Pan American Energy Group se establece en los estatutos sociales y en el convenio de accionistas (los “**Documentos Rectores de PAEG**”). Estos documentos disponen, entre otras cosas: (i) un directorio compuesto por ocho miembros (el “**Directorio**”), con cuatro designaciones por parte de BP y cuatro por parte de BC, (ii) una política de dividendos sugerida equivalente al 25% de la ganancia neta consolidada de Pan American desde el 31 de diciembre de 2018, salvo acuerdo en contrario entre las partes, y (iii) los asuntos que requieren la aprobación de porcentajes específicos de las participaciones de sus miembros y los asuntos que requieren la aprobación del Directorio, en cada caso con el quórum y las mayorías requeridas, así como los asuntos que están delegados al Director Ejecutivo del Grupo.

#### *BP plc*

BP es una de las compañías integradas de petróleo y gas más grandes del mundo, con activos superiores a US\$282.200 millones y una capitalización bursátil de aproximadamente US\$78.000 millones al 31 de diciembre de 2024. Al 31 de diciembre de 2024, contaba con reservas probadas netas de 6,248 millones de boe, de las cuales el 59% correspondía a petróleo y condensados. Durante 2024, su volumen de producción diaria promedio a nivel mundial fue de 1.2 mmbbl y 6.9 bcf de gas natural. BP tiene operaciones en más de 61 países.

BP es una compañía constituida y domiciliada en el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, como una *Public Limited Company*. Las acciones ordinarias de BP cotizan en la Bolsa de Londres, la Bolsa de Frankfurt y la Bolsa de Nueva York.

#### ***BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bidas Corporation)***

BC es una sociedad holding internacional de petróleo y gas que, a través de sus subsidiarias, desarrolla actividades en cuatro áreas principales: (i) exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas; (ii) refinación, comercialización y transporte de petróleo y derivados del petróleo; (iii) almacenamiento, tratamiento, procesamiento y distribución de petróleo y gas; y (iv) generación de energía.

BC inició sus operaciones en la industria de petróleo y gas en la Argentina en 1959 y se convirtió en el segundo productor de gas natural más grande del país, antes de la conformación de Pan American.

En 2010, la sociedad controlante de BC, BEH, celebró un acuerdo de *joint venture* con CNOOC y transfirió una participación del 50% en BC a CNOOC, una subsidiaria de propiedad absoluta de CNOOC Limited.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en la Argentina, Uruguay y Paraguay bajo la marca Axion Energy. Posteriormente, en 2019 y 2021, Axion Holding vendió los activos de *downstream* en Uruguay y Paraguay.

En 2024, los estados financieros consolidados de BC registraron ventas por US\$2.900 millones y una pérdida neta de US\$143.000 millones. Al 31 de diciembre de 2024, los activos consolidados de BC ascendían a US\$9.600 millones y su patrimonio neto consolidado era de US\$6.100 millones. BC es una sociedad constituida bajo las leyes de Bahamas. Sus accionistas son BEH, con una participación del 50% en BC, mientras que el 50% restante es propiedad de CNOOC. BEH es una sociedad constituida bajo las leyes de Bahamas. Su beneficiario final es la familia Bulgheroni y su directorio está presidido por Alejandro P. Bulgheroni.

CNOOC Limited es el mayor productor de petróleo y gas natural *offshore* de China y una de las principales compañías de exploración y producción de hidrocarburos del mundo. CNOOC Limited es una sociedad constituida y domiciliada en Hong Kong como *limited company*. Sus acciones cotizan en la Bolsa de Hong Kong y en la Bolsa de Shanghái.

#### **Transacciones con Partes Relacionadas**

En el giro ordinario de sus negocios, la Emisora lleva a cabo transacciones con partes relacionadas en condiciones de igualdad. De conformidad con los Documentos Constitutivos de PAEG, todas las transacciones con partes relacionadas se encuentran sujetas a la aprobación del Directorio de Pan American



Energy Group. En virtud de los Documentos Constitutivos de PAEG, una transacción con partes relacionadas alude a cualquier transacción por Pan American o cualquier afiliada que sea significativa en tamaño, directa o indirectamente, con (a) la gerencia o miembros que sean tenedores del 5% o más de las participaciones de capital de Pan American o cualquier afiliada, o promotores de Pan American o cualquier afiliada, (b) cualquier entidad en la que alguna de las personas individualizadas en el apartado (a) tenga un interés o (c) cualquier persona que se encuentre vinculada o relacionada con alguna de las personas individualizadas en la cláusula (a) anterior.

Para obtener más información relativa a las transacciones con partes relacionadas, véase la nota 14 de los Estados Financieros Consolidados Auditados de Pan American y la nota 16 de los Estados Financieros Condensados Consolidados Intermedios No Auditados de Pan American.

### Servicios Administrativos y Profesionales

La Emisora contrata la prestación de servicios ejecutivos y de otro tipo, incluyendo alquiler, servicios administrativos y técnicos y bienes en el giro habitual de los negocios. Varios de los contratos de servicios fueron celebrados por ciertas subsidiarias de Pan American y la Sucursal con afiliadas. En 2022, 2023 y 2024, se contabilizó un monto total de US\$46,8 millones, US\$76,1 millones y US\$73,8 millones, respectivamente, en relación con servicios (incluyendo principalmente gastos de ventas, generales y administrativos y gastos de transporte), y se compraron productos por un monto total de US\$167,3 millones, US\$25,9 millones y US\$32,8 millones, respectivamente. Para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, la Garante contabilizó un monto total de US\$80,6 millones en relación con servicios (principalmente incluidos en el rubro gastos de comercialización, generales y administrativos, y gastos de transporte) y adquirió productos por un monto total de US\$103,8 millones en el giro ordinario de los negocios.

### Ventas de Petróleo Crudo

En el siguiente cuadro se indican las ventas de petróleo crudo efectuadas por Pan American a las partes relacionadas, respecto de cada uno de los períodos indicados.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de			Período de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2022	2023	2024	2024	2025
	<i>(en millones de US\$)</i>				
BP Oil Supply.....	83,7	257,9	188,5	129,4	56,2
BP Europe SE.....	—	—43,5	10,0	10,0	21,1
Otros	—	—	—	—	0,0
Total.....	83,7	301,4	198,5	139,5	77,3

## INFORMACIÓN ADICIONAL

### Acontecimientos Recientes

#### *Endeudamiento recientemente incurrido*

El 17 de octubre de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 42 bajo el Régimen de Emisor Frecuente por un valor nominal total de US\$56,1 millones, con vencimiento el 17 de abril de 2027, a una tasa de interés fija del 6,0% nominal anual.

El 21 de octubre de 2025, la Sucursal suscribió un contrato de préstamo con Banco Santander, S.A. por un monto de US\$210,0 millones, con vencimiento el 21 de octubre de 2030. Dicho préstamo devenga intereses a la tasa Term SOFR de 1 mes, más un margen del 3,15% nominal anual.

#### *Nuevo Marco Nacional de Incentivos para Áreas Maduras*

El 18 de noviembre de 2025, el Gobierno Nacional, la Provincia del Chubut y la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos suscribieron un acuerdo destinado a sostener y promover la producción de petróleo convencional en áreas maduras. Acuerdos similares fueron firmados por las Provincias de Santa Cruz y Neuquén con el Gobierno Nacional el 27 de noviembre de 2025. El principal incentivo fiscal nacional consiste en el compromiso del Gobierno Nacional de proponer una modificación del régimen legal aplicable a los derechos de exportación sobre el petróleo crudo convencional. A cambio, las concesionarias de áreas hidrocarburíferas deberán destinar la totalidad del valor de los beneficios resultantes, derivados de menores derechos de exportación y de precios nacionales más altos, a realizar inversiones incrementales en producción convencional de petróleo crudo, priorizando lo siguiente: el aumento de la producción mediante técnicas de recuperación secundaria y terciaria; la reactivación de equipos de perforación; la puesta en valor de pozos inactivos o de baja productividad; y la adopción de tecnologías que reduzcan costos y mejoren la eficiencia. La Provincia del Chubut y la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos deben detallar las medidas de apoyo correspondientes que acompañarán este esfuerzo fiscal nacional. Paralelamente, la Provincia del Chubut se comprometió a mantener, actualizar y garantizar incentivos provinciales (incluidos beneficios fiscales y reducción de tributos sobre la producción bruta) e introducir nuevos estímulos para proyectos que acrediten inversiones incrementales verificables destinadas a extender el horizonte productivo de estas áreas maduras.

#### *Cambios en el Área de Cerro Dragón*

Con fecha 10 de abril de 2025 mediante el Decreto N° 340/2025 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Chubut, se autorizó la reconversión de la concesión de explotación del área Cerro Dragón en una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos por un plazo de 35 años, más diez años de prórroga, según lo establecido en el Artículo 35 de la Ley N°17.319.

Con fecha 14 de abril de 2025, la Sucursal firmó un acuerdo con la Provincia del Chubut a partir del cual se compromete a: (i) ejecutar un plan piloto de cinco pozos con objetivo no convencional y a implementar técnicas de recuperación terciaria en más de 50 pozos dispuestos en el Artículo 27 ter de la Ley N°17.319; (ii) realizar una inversión de hasta US\$230 millones en un período de cinco años; y (iii) abonar un bono de reconversión de US\$20 millones dentro de los siete días de publicado en el Boletín Oficial el decreto mencionado en el párrafo anterior, un bono de extensión de US\$20 millones antes de abril de 2026 y US\$47,5 millones en concepto de responsabilidad social empresaria pagaderos en tres cuotas de US\$15,8 millones, US\$15,8 millones y US\$15,9 millones en abril de 2027, 2028 y 2029, respectivamente. Adicionalmente, la Sucursal implementará programas de becas y garantías de préstamos, dará prioridad a la contratación local en condiciones equivalentes y participará en entidades que promuevan el desarrollo sustentable y la diversificación productiva en la zona. Durante la vigencia de la concesión reconvertida se pagará el 9% sobre el valor calculado en boca de pozo como carga sobre la producción no convencional. Con fecha 21 de mayo de 2025, la Legislatura de la Provincia del Chubut sancionó la Ley XVII N°160, que ratificó en todos sus términos el acuerdo.

#### *Loma Guadaluza*

El 23 de septiembre de 2025, la Sucursal completó la adquisición de un 65% de participación en la concesión de petróleo no convencional (“CENCH”) del área Loma Guadaluza, ubicada en la Provincia de Río Negro, asumiendo también el rol de operador. El 35% de participación restante en dicha CENCH corresponde a Tango Energy Argentina S.A. La CENCH tiene un plazo de vigencia hasta el 4 de agosto de 2060. La compañía provincial EDHIPSA, anterior titular de una participación del 10% de la concesión petrolera convencional preexistente en esta área, tiene un derecho a recibir el 2,5% de los hidrocarburos

producidos. La CENCH prevé un plan piloto para los primeros tres años que consiste en la perforación, terminación y puesta en producción de dos pozos horizontales, el primero de ellos a ser perforado durante el 2026 y el segundo pozo en el año 2027.

#### Acuerdo de Venta de Gas

Con fecha 4 de julio de 2024, la Sucursal y Southern Energy S.A. (“**SESA**”), una sociedad controlada a esa fecha por Pan American Energy, S.L., firmaron un Acuerdo de Venta de Gas (“**AVG**”), en el marco del primer acuerdo de alquiler de planta flotante de licuefacción de gas firmado en la misma fecha entre SESA y Golar Hilli Limited Corporation.

Bajo el AVG, la Sucursal se obligó a entregar a SESA y ésta última se obligó a tomar una cantidad diaria de hasta 11,4 millones de m<sup>3</sup>/d de gas natural (Cantidad Diaria Contractual o “**DCQ**”) por un plazo de veinte años.

El AVG incluye durante el período estival una cláusula de Entregar o Pagar del 95% de la DCQ y una cláusula de Tomar o Pagar del 85% de la DCQ, que se reduce al 75% en el último año contractual y un 0% de la DCQ en el período invernal. Ni SESA, ni la Sucursal están obligados a nominar y confirmar gas natural respectivamente durante el período invernal.

El precio de venta del gas natural establecido en el AVG es de 3,10 US\$/MMBtu (millón de unidades térmicas británicas), ajustable anualmente por el índice de inflación de los Estados Unidos a partir del sexto año de contrato. La entrega de gas bajo el AVG se estima comenzará en 2027, una vez que se completen ciertas tareas y se cumplan ciertas condiciones precedentes.

Con fecha 15 de enero de 2025, 21 de febrero de 2025 y 1 de mayo de 2025 Pan American Energy, S.L., realizó transferencias de acciones de SESA a Pampa Energía S.A., a Wintershall DEA Argentina S.A. y a YPF S.A. en virtud de los cuales se modificó la participación en SESA, dejando de ser controlada por Pan American Energy, S.L. y se redistribuyeron las obligaciones de suministrar gas a SESA en atención a esa nueva participación en el capital social de SESA.

Con fecha 1 de mayo de 2025, SESA, celebró con Golar MKII Corporation el segundo acuerdo de alquiler de planta flotante de licuefacción de gas (“**Alquiler MKII**”).

Actualmente, del total de 11,4 millones de m<sup>3</sup>/día de gas natural a ser suministrado a SESA, le corresponden a la Sucursal 3,8 millones de m<sup>3</sup>/día de gas natural. En el caso de que el Alquiler MKII entre plenamente en vigencia, dicho volumen se aumentará a 5,06 millones de m<sup>3</sup>/día de gas natural.

#### Cambios en participaciones en ciertas áreas hidrocarburíferas

El 22 de diciembre de 2025, la Sucursal y Continental Resources Argentina S.A.U. (“**Continental**”) celebraron un contrato de compraventa de ciertos activos en virtud del cual Continental adquirirá una participación del 20% en las áreas CASE, Bandurria Centro y Aguada Cánepa, ubicados en la Provincia del Neuquén, y en el área Loma Guadalosa, ubicada en la Provincia de Río Negro. El cierre de la transacción permanece sujeto a condiciones precedentes habituales para este tipo de transacciones, incluida la aprobación de la transferencia de participaciones por parte de las Provincias del Neuquén y Río Negro. Una vez concretado el cierre de la transacción, la Sucursal continuará siendo el operador de las áreas en cuestión.

#### **Asesoramiento Legal**

La validez de las Obligaciones Negociables en la Argentina será evaluada por Martínez de Hoz & Rueda, asesores legales de la Sucursal. Determinados asuntos serán evaluados por Bruchou & Funes de Rioja, asesores legales de los Compradores Iniciales y de los Colocadores Locales para la presente emisión de Obligaciones Negociables en la Argentina.

#### **Estados Contables**

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, se encuentran publicados en el Sitio Web de la CNV bajo los IDs 3329561, 3165144 y 3015803, respectivamente.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 han sido auditados por Price Waterhouse & Co S.R.L., una firma de contadores públicos registrada e independiente, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022 han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma

miembro de la red de firmas miembros independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina.

Los Estados Financieros Intermedios Condensados y sus Notas correspondientes al período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025 y al 30 de septiembre de 2024, se encuentran publicados en el Sitio Web de la CNV bajo los IDs 3441343 y 3278408, respectivamente.

#### *Moneda y Principios Contables*

La Emisora lleva sus libros y registros contables en pesos. Sin embargo, su moneda funcional es el Dólar Estadounidense y, consecuentemente, la información financiera se confecciona en dicha moneda y luego es convertida en pesos, la cual es la moneda de presentación. Los estados financieros de la Emisora se elaboran de acuerdo a las Normas de la CNV que adoptaron las NIIF emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) y se encuentran disponibles en el Sitio Web de la Emisora, y en el Sitio Web de la CNV, en el ítem “*Empresas—Pan American Energy—Información Financiera.*”

#### **Documentación de la Oferta.**

El Prospecto, este Suplemento y los Estados Financieros de la Emisora se encuentran a disposición del público inversor en el Sitio Web de la Emisora, en el Sitio Web de la CNV, en el Sitio Web de BYMA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y en el Sitio Web de A3 Mercados, bajo la sección “*Mercado Primario*”.

#### **Aprobaciones Societarias**

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada por el Representante Legal con fecha 19 de marzo de 2020. La ratificación de la condición de Emisor Frecuente, la actualización del Prospecto y la fijación del monto disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por la suma de hasta US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) fue aprobada por un Representante Legal con fecha 20 de marzo de 2025. Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por el Acta del Representante Legal de fecha 10 de diciembre de 2025 y por acta de subdelegado de fecha 5 de enero de 2026.

#### **Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo**

Para mayor información sobre este tema, véase “*Información Adicional—g) Prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo*” en el Prospecto.

#### **Controles de Cambio**

A continuación, se describen las principales normas vigentes en materia de ingreso y egreso de fondos desde y hacia la Argentina. Para un mayor detalle sobre las restricciones cambiarias y los controles de ingreso y egreso de fondos, se sugiere a los potenciales inversores consultar con sus asesores legales y en el sitio web del Ministerio de Justicia de la Nación [www.infoleg.gob.ar](http://www.infoleg.gob.ar), o en el sitio web del BCRA [www.bcra.gob.ar](http://www.bcra.gob.ar).

#### *Restricciones generales para el acceso al Mercado Libre de Cambios*

Adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso de conformidad con las Normas de Exterior y Cambios (texto ordenado según Comunicación “A” 8307 y modificatorias) (las “**Normas de Exterior y Cambios**”), se establecen ciertos requisitos generales para todas las operaciones de egreso.

En relación con las operaciones que correspondan a egresos por el MLC –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes–, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente persona jurídica en la que conste que:

- (i) en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no ha efectuado, directa o indirectamente o por cuenta y orden de terceros, (a) ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (b) canjes de títulos valores por otros activos externos; (c) transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior; (d) adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos externos, (e) adquisición de CEDEARs; (f) adquisición de títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; o (g) entrega de fondos en moneda local u otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no, como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, de activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(ii) se compromete a no realizar ninguna de las operaciones mencionadas en el punto (i) anterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

En caso de haber realizado operaciones con títulos no deberán tenerse en cuenta las ventas de títulos con pago en moneda extranjera siempre que los fondos obtenidos bajo tales operaciones hubieran sido utilizados dentro de los diez (10) días corridos para ciertos fines, incluyendo, entre otros: (i) pagos a partir de vencimientos de servicios de deuda de nuevos endeudamientos financieros con el exterior desembolsados a partir del 2 de octubre de 2023, que prevean un plazo de gracia para el pago del capital de al menos 1 (un) año; (ii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes efectuadas a partir del 2 de octubre de 2023 siempre que la repatriación se produzca al menos 1 (un) año después de la realización del aporte de capital; y (iii) pagos a partir del vencimiento de servicios de deuda (capital o intereses) de títulos de deuda emitidos a partir del 2 de octubre de 2023 con registro público en el país, denominados y suscriptos en moneda extranjera, cuyos servicios sean pagaderos en el país y que posean un plazo de gracia para el pago del capital de al menos 2 (dos) años.

El cliente debe presentar una declaración jurada en la que conste el detalle de sus controlantes directos y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico, y declarar que en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no entregó en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, a tales controlantes directos, o empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios. Se admite también la presentación de una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo referido el cliente no entregó en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos a ninguna persona, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad.

En todos los casos no deben considerarse las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de canjes de títulos de deuda emitidos por la Argentina, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado.

La entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA para cursar la operación solicitada por el cliente persona jurídica, excepto que cuente con una declaración jurada en la que deje constancia que:

(i) al momento de acceso al MLC, la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posee CEDEARs y/o activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto en conjunto superior equivalente a US\$100.000 (Dólares Estadounidenses cien mil). Son considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, cryptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.). No se consideran activos externos líquidos disponibles los fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de financiamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En caso de que tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto mayor al mencionado al inicio del día en que accede al MLC, la entidad financiera también podrá aceptar una declaración jurada en la que se deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos fueron utilizados en forma total durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC o que fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios, y que son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de veinte (20) días hábiles desde su percepción; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6. iii); y/o son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos

de deuda concretadas en los 120 días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6; y

(ii) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco (5) días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

La presentación de esta declaración jurada no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (a) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (b) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra; y (c) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Adicionalmente, se exceptúan de estas restricciones, entre otras, a: (a) las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“**BOPREAL**”), o las transferencias de los mencionados bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria por aquellos que participaron en dicha instancia; y (b) las ventas con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias a depositarios del exterior que concreten, a partir del 1 de abril de 2024, los importadores de bienes y servicios que hayan adquirido en una suscripción primaria de bonos BOPREAL, cuando el valor de mercado de dichas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en la suscripción primaria y su valor nominal, si el primero resultase menor.

Asimismo, las Normas de Exterior y Cambios establecen la necesidad de contar con la autorización previa del BCRA para cualquier operación de egreso respecto de las personas incluidas en la base de datos de documentos o facturas apócrifas del ARCA y en la base de datos de CUITs con operaciones inconsistentes.

#### ***Liquidación de cobros de exportaciones de bienes***

Se establece, como regla general, la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de hidrocarburos (entre otros bienes) oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019, en un plazo de 30 días corridos contados desde el cumplimiento de embarque, o de veinte (20) días hábiles desde el cobro, el que sea menor.

En el caso de que el exportador sea un VPU adherido al RIGI, que hubiera declarado prever hacer uso del beneficio establecido en el Artículo 198 de la Ley de Bases (libre disponibilidad de cobros de exportaciones), se le aplicarán beneficios especiales en concordancia con las regulaciones cambiarias aplicables, incluyendo, entre otros: (i) el derecho a disponer libremente de ciertos montos de sus ingresos por exportaciones, sin obligación de repatriarlos y liquidarlos en Pesos a través del MLC; (ii) no estar sujetos a la obligación de transferir a la Argentina y liquidar en Pesos a través del MLC los ingresos provenientes de sus exportaciones de servicios; (iii) no estar obligados a repatriar y liquidar en Pesos a través del MLC los fondos obtenidos de financiamientos locales y externos; y (iv) que las regulaciones cambiarias vigentes o futuras no podrán limitar ni restringir el acceso al MLC para el pago de capital,— incluyendo pagos anticipados y el pago de intereses y pagos accesorios relacionados con endeudamiento financiero externo, ni para la repatriación de inversiones directas de no residentes o el pago de dividendos, siempre que se cumplan determinadas condiciones. Asimismo, de acuerdo con la Comunicación “A” 8191, en caso de que el exportador sea un beneficiario del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobado por el Decreto N°929/2013, se podrá considerar cumplido el seguimiento de un permiso de embarque por la parte del permiso que se encuentre amparado por un “Certificado Decreto 929/13” emitido de acuerdo con la Resolución SE N°26/2023 (que reglamentó el beneficio de exportación del 20% de la producción de proyectos promovidos sin aplicación de derechos de exportación). Se establece la obligación de ingresar a través del MLC los desembolsos bajo nuevas prefinanciaciones, posfinanciaciones y anticipos de exportación en un plazo de veinte (20) días hábiles desde el desembolso.

Si bien las Normas de Exterior y Cambios mantienen la obligación de liquidar el cobro de las exportaciones a través del MLC, el punto 2.7 de las Normas de Exterior y Cambios permite evitar la liquidación de los cobros de exportaciones en el MLC (no así su ingreso) en la medida en que (a) los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales; (b) el ingreso se efectúe dentro del plazo aplicable para la liquidación de los fondos en el MLC; (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa

vigente permite el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables; y (d) (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Se establece la obligación de ingresar a través del MLC los desembolsos bajo nuevas prefinanciaciones, posfinanciaciones y anticipos de exportación en un plazo de veinte (20) días hábiles desde el desembolso.

Los montos en moneda extranjera percibidos por el cobro de siniestros por coberturas contratadas deberán ser liquidados en el MLC en la medida en que cubran el valor de los bienes exportados.

Asimismo, de conformidad con los puntos 7 y 8 de las Normas de Exterior y Cambios se establecen diversas disposiciones en materia de régimen de seguimiento de cobros de exportaciones de bienes, excepciones a la obligación de ingreso, permisos en gestión de cobro, entre otras cuestiones. En materia de seguimiento, cada exportador deberá designar una entidad financiera encargada del seguimiento de los permisos de embarque. La obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones correspondientes a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad de seguimiento hubiera certificado tal cumplimiento por los mecanismos establecidos a ese efecto en las normas.

Por otra parte, de acuerdo con el Decreto N°661/2019 se dispuso que el cobro de los beneficios a la exportación previstos en el Código Aduanero estará sujeto a que los exportadores hayan previamente ingresado al país y/o negociado en el MLC las correspondientes divisas de acuerdo con la normativa vigente.

Sujeto a ciertos requisitos, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes a la cancelación de: (i) prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) prefinanciaciones del exterior, anticipos de exportación y posfinanciaciones de exportación liquidadas en el MLC; (iii) servicios de deuda correspondientes a endeudamientos financieros liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020, cumpliendo con los términos y condiciones establecidos en el punto 7.9.2 de las Normas de Exterior y Cambios; (iv) repatriación de inversiones extranjeras directas liquidadas por pesos en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020, cumpliendo con los términos y condiciones establecidos en el punto 7.9.2 de las Normas de Exterior y Cambios; (v) pago de servicios de deuda, pago de dividendos y repatriación de inversiones extranjeras directas correspondientes a proyectos aprobados bajo el Decreto 234, siempre que se cumplan los términos y condiciones establecidos en el punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios; y (vi) financiaciones de importaciones y endeudamientos financieros contraídos para financiar el pago de importaciones, siempre que cumplan con los distintos términos y condiciones establecidos en el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios. Los cobros de exportaciones también pueden aplicarse a otros endeudamientos financieros, sujetos a la previa autorización del Banco Central, y a emisiones de deuda que cumplan con los requisitos mínimos de plazo y aplicación previstos en las secciones 7.9 a 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios.

El punto 8.5.18 de las Normas de Exterior y Cambios refiere a los pagos locales en pesos y/o moneda extranjera para los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera. En virtud de esta normativa, la continuidad del permiso de exportación se considerará, total o parcialmente, cumplida por el monto equivalente al monto pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local que sea titular del medio de transporte registrado en el exterior. Sin embargo, esta determinación está sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones, así como a determinados umbrales de monto. Por otra parte, la Comunicación “A” 7914, y modificatorias, estableció restricciones a cobros locales en pesos y/o en moneda extranjera por exportaciones del referido régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera.

Asimismo, en virtud de lo establecido por el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes al pago de servicios de capital e intereses de: (i) financiaciones de importaciones otorgadas por el proveedor; (ii) financiaciones comerciales por la importación de bienes donde los desembolsos en divisas se aplicaron, neto de gastos, directa e íntegramente a pagos anticipados, a la vista y/o diferidos al proveedor del exterior y/o a pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada, que hayan sido otorgados por (a) una entidad financiera del exterior o agencia de crédito a la exportación del exterior; o (b) una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior; (iii) préstamos financieros otorgados por contrapartes vinculadas cuyos desembolsos en divisas se aplican directa e íntegramente al pago anticipado, a la vista y/o diferido al proveedor del exterior y/o a pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada; (iv) préstamos financieros otorgados por los acreedores antes mencionados, liquidados en el MLC y que simultáneamente se aplican a realizar pagos de importaciones anticipados, a la vista y/o diferidos de importaciones de bienes al proveedor y/o al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición

de compra pactada; (v) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o con registro público en el país denominados en moneda extranjera que contemplen que sus servicios serán pagaderos en el país o en el exterior, en la medida que: (a) la emisión se haya concretado a partir del 21 de septiembre de 2023 y los fondos hayan sido suscriptos totalmente en el exterior; (b) el título no registre vencimientos de capital como mínimo por 2 (dos) años; (c) la totalidad de los fondos obtenidos se hayan aplicado en un plazo de 120 (ciento veinte) días corridos de su recepción para concretar pagos anticipados y/o a la vista y/o diferidos de importaciones de bienes al proveedor del exterior y/o los pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada; y (vi) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o en el país, suscriptas totalmente en el exterior, pagaderas en moneda extranjera en el país o en el exterior, con cierto vencimiento mínimo y siempre que, luego de su liquidación, los fondos sean simultáneamente aplicados al pago anticipado, a la vista o diferido de importaciones vía MLC. La aplicación de los cobros de exportaciones debe realizarse con posterioridad a la nacionalización de los bienes y los endeudamientos deben cumplir con ciertas condiciones en materia de plazo.

La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones está sujeta a la previa autorización del BCRA.

#### ***Obligación de ingresar y liquidar los cobros de exportaciones de servicios***

Se dispone la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de servicios (servicios prestados a no residentes) dentro de los veinte (20) días hábiles de su cobro.

Sin perjuicio de esta norma general, las Normas de Exterior y Cambios (puntos 2.2.4 y 7.9) autorizan a los exportadores a aplicar los cobros de sus exportaciones de servicios para garantizar o cancelar endeudamientos financieros específicos y al pago de repatriaciones de inversiones directas de no residentes, siempre que se reúnan ciertas condiciones y exigencias; para mayor información véase “—*Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior*”.

Como excepción, el Punto 2.2.2. de las Normas de Exterior y Cambios autoriza a los exportadores de servicios a no liquidar una parte de sus cobros de exportaciones de servicios en la medida en que se cumplan con los límites y condiciones previstas en dicha norma. Asimismo, con fecha 18 de septiembre de 2025, el BCRA dejó sin efecto el límite anual de US\$36.000 previsto en el Punto 2.2.2.1. de las Normas de Exterior y Cambios y habilitó para las personas humanas el mecanismo de excepción de la obligación de liquidación de los cobros de exportaciones de servicios sin límite de monto. En forma complementaria, en BCRA aclaró que las entidades no podrán cobrar comisiones en aquellas operaciones concretadas por personas humanas residentes que impliquen la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. Por último, el BCRA dispuso nuevas excepciones en el punto 7.1.1.2. de las Normas de Exterior y Cambios referido al plazo para el ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes.

Las personas que ingresen y liquiden en el MLC, a partir del 1 de agosto de 2025, nuevas prefinanciaciones de exportaciones con una vida promedio no inferior a 3 años que contemplen como mínimo 1 año de gracia para el pago de capital o alternatively una vida promedio no inferior a 2 años con 18 meses de gracia para el pago de capital y que hayan sido otorgadas por entidades financieras del exterior o por entidades financieras locales con fondeo de líneas de crédito del exterior, podrán: (a) acumular los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de dicha prefinanciación según lo previsto en el contrato de financiamiento. Esta opción estará disponible hasta alcanzar el 125% (ciento veinticinco por ciento) de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes 6 meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los plazos previstos en las normas generales en la materia. En caso de que la fecha hasta la cual los cobros deben permanecer depositados en virtud de lo exigido en el contrato del financiamiento fuese posterior al vencimiento del plazo para la liquidación de divisas, el exportador podrá solicitar que este plazo sea ampliado hasta el quinto día hábil posterior a dicha fecha. (b) Acceder al MLC en los términos previstos en el punto 3.11.3. del texto ordenado sobre Exterior y Cambios para la compra de moneda extranjera para la constitución de garantías en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de dicha prefinanciación según lo previsto en el contrato de financiamiento.

#### ***Normas aplicables a los endeudamientos financieros***



Se establece el requisito de ingresar y liquidar en el MLC el producido de nuevos endeudamientos financieros con el exterior que se desembolsen a partir del 1 de septiembre de 2019 como condición para el acceso al MLC para efectuar pagos en virtud de dichos endeudamientos. Las Normas de Exterior y Cambios no fijan un plazo específico para el ingreso y liquidación. El punto 2.7 de las Normas de Exterior y Cambios permite evitar la liquidación del desembolso en el MLC (no así su ingreso) en la medida en que (a) los fondos ingresen al país sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales; (b) el ingreso se efectúe dentro del plazo aplicable para la liquidación de los fondos en el MLC; (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa vigente permite el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables; (d) si los fondos corresponden al producto de nueva deuda financiera externa y se aplican a la cancelación anticipada de préstamos denominados en moneda extranjera con bancos locales, el nuevo endeudamiento debe tener una vida promedio superior a la del endeudamiento local que se está cancelando anticipadamente; y (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Asimismo, el punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, la obligación de transferir a la Argentina y liquidar por Pesos el producido del endeudamiento financiero externo también se considerará cumplida incluso si los fondos no fueron repatriados y liquidados efectivamente en el MLC, en ciertos casos específicos que incluyen, entre otros: (i) endeudamientos desembolsados antes del 1 de septiembre de 2019, (ii) por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas, (iii) capitalización de intereses; y (iv) en relación con ciertos montos correspondientes a emisiones de títulos de deuda realizadas para cumplir con la obligación de refinanciación establecida en la Comunicación “A” 7106 y sus modificatorias.

Adicionalmente, el Punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios autoriza el acceso al MLC a residentes para la cancelación en el exterior de los servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) que el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior. Si no se cumple al menos una de las dos condiciones señaladas, la emisión cuenta con la conformidad previa del BCRA; (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los cinco (5) años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres (3) años de la fecha de emisión; (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total de la emisión en cuestión; y (v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el MLC de cambios la totalidad de los fondos suscriptos en el exterior y en el país.

Asimismo, se establece como condición para acceder al MLC para el repago de deudas comerciales y financieras que la deuda en cuestión se encuentre declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. También se requiere la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la precancelación de las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, cuando no correspondan a los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito.

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones descriptas en el párrafo anterior, el punto 3.5.3 de las Normas de Exterior y Cambios autoriza el acceso MLC para el repago de los servicios de deudas financieras con el exterior a su vencimiento o con hasta tres (3) días hábiles de anticipación.

En el caso de que se trate del pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 16 de mayo de 2025 a través de una transferencia al exterior, el acceso al MLC deberá producirse una vez transcurridos al menos 18 meses desde su fecha de emisión salvo en el caso de títulos emitidos por entidades financieras a partir del 26 de mayo de 2025, cuyo plazo mínimo será de 12 meses.

No será necesaria la conformidad previa del BCRA para la precancelación con más de tres (3) días hábiles antes del vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior en los siguientes casos:

- (1) precancelación en forma simultánea con la liquidación de nuevo endeudamiento financiero con el exterior siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (a) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado; (b) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (c) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela;

(2) precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda, sujeto a las siguientes condiciones: (i) los montos precancelados correspondan a intereses devengados a la fecha del canje de deuda; (ii) la vida promedio de los nuevos títulos sea mayor a la vida promedio remanente de los títulos que se canjean; y (iii) el monto acumulado de pagos de capital bajo los nuevos títulos no sea mayor al monto de pagos de capital que se habría acumulado bajo los títulos canjeados;

(3) precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior, sujeto a las siguientes condiciones: (i) la precancelación es efectuada en forma simultánea con la liquidación de fondos de un nuevo endeudamiento financiero otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito con el exterior; (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento es mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (iii) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela; o

(4) precancelación de capital e intereses con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de deuda siempre que, respecto de la precancelación del capital, (i) el nuevo título de deuda incluya un (1) año de gracia para el pago de capital y su vida promedio sea de al menos dos (2) años mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (ii) el monto acumulado de vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no supere, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela. En el caso de la precancelación de intereses, ésta debe corresponder a los intereses devengados por la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente. Además, en este supuesto, se otorga acceso al MLC para (a) pagar como prima de recompra, rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% del monto del capital de la deuda recomprada y/o rescatada siempre que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada y (b) pagar a la fecha de cierre, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión.

Las limitaciones sobre precancelación no son aplicables respecto de los préstamos, ingresados y liquidados por el MLC, otorgados a un VPU adherido al RIGI.

Mediante el punto 3.6.4.2 de las Normas de Exterior y Cambios se establecieron condiciones para el acceso al MLC para la precancelación de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales y de títulos de deuda con registro en el país pagaderos localmente en moneda extranjera.

De acuerdo a las normas vigentes, a los fines del acceso al MLC para el pago de servicios de deuda se autoriza el acceso al deudor o al fiduciario del fideicomiso local que pudiera haber sido constituido para garantizar el pago de la deuda, en la medida en que se compruebe que el deudor hubiera tenido acceso al MLC para dicho pago.

Por otra parte, de acuerdo con el punto 3.11.1 de las Normas de Exterior y Cambios se dispuso que las entidades financieras podrán dar acceso al MLC a los residentes con endeudamientos con el exterior o los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para fondear las cuentas de reserva para el servicio de deuda por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones: (a) se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al MLC para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior; (b) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019; (c) los montos acumulados en dichas cuentas de reserva para el servicio de deuda no superen el valor del próximo vencimiento de servicios; (d) el monto diario de acceso al MLC para la compra de moneda extranjera para fondear dichas cuentas de reserva para el servicio de deuda no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior; y (e) la entidad financiera interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuente con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en las normas aplicables. Asimismo, aquellos fondos en moneda extranjera que

no se utilicen bajo las mencionadas cuentas de reserva para el servicio de deuda en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en pesos en el MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

El punto 3.11.2 de las Normas de Exterior y Cambios también autorizó a los deudores residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al MLC, a acceder al MLC para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido para cada caso, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; (c) el acceso del cliente se encuadra en alguna de las siguientes situaciones: (i) se concreta dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% (diez por ciento) del monto que se cancelará; o (ii) se concreta dentro de los 5 (cinco) días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% (veinte por ciento) del monto que se cancelará; y (d) el banco confirma que todas las condiciones se han cumplido. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido o pago de amortización deberán ser liquidados en pesos en el MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de pago respectiva.

Sin perjuicio de las reglas generales para el pago de servicios de deuda con el exterior, como principio general, se establece la necesidad de contar con autorización previa del BCRA para acceder al MLC para el pago de (i) capital, (ii) intereses compensatorios adeudados al 31 de diciembre de 2024 e (iii) intereses punitivos u otros equivalentes bajo deudas financieras con el exterior con acreedores vinculados no residentes. De acuerdo con las Comunicaciones “A” 8233 and 8234, la deuda referida en (i) y (ii) podrá ser cancelada a través de la suscripción de BOPREAL Serie 4.

Se exceptúa de la necesidad de contar con autorización del BCRA al acceso al MLC para (a) el pago, a su vencimiento, de intereses compensatorios devengados a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de tales deudas financieras; y (ii) el capital de préstamos con vinculadas ingresados y liquidados en el MLC a partir del 21 de abril de 2025 que tengan una vida promedio de al menos seis meses.

De acuerdo con el punto 3.5.1.7. de las Normas de Exterior y Cambios se admite el acceso al MLC por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

Por otra parte, existen normas específicas con respecto a financiaciones de proyectos que califiquen bajo el denominado “*Plan GasAr*”. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N°892/2020, podrá autorizarse el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del BCRA (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para el pago de los servicios de capital e intereses bajo las financiaciones con el exterior en la medida en que se satisfagan las condiciones generales aplicables al pago de financiaciones con el exterior y, asimismo, que las financiaciones pertinentes tengan una vida promedio mínima de dos años.

Finalmente, el Decreto N°277/2022 (reglamentado por el Decreto N°484/2022, la Resolución de la Secretaría de Energía N°13/2023 y Comunicación “A” 7626) aprobó el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural, por el cual, siempre que se cumplan con los requisitos aplicables y por hasta los montos máximos establecidos, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de servicios de deuda de deudas financieras con el exterior.

Por otra parte, respecto del acceso al MLC para el pago de deudas locales en moneda extranjera, si bien como regla el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios prohíbe el acceso para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019, se exceptúa de dicha prohibición, entre otras, a la cancelación a partir de su vencimiento de servicios de capital e intereses de (i) las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC; (ii) pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General CNV

N°1003/2024, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios; (iii) valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fidecomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios; y (iv) emisiones de valores comprendidos en los puntos 3.6.1.3. a 3.6.1.5. que no generaron desembolsos por ser reestructuraciones de deudas comprendidas en esos mismos puntos, en la medida que las refinanciaciones no anticipen vencimientos respecto a la deuda original.

***Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior***

En virtud del punto 7.9 de las Normas de Exterior y Cambios, se autorizó la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios para (i) la cancelación de servicios de capital e intereses de ciertos endeudamientos financieros con el exterior y/o (ii) la repatriación de inversiones directas en el exterior de no residentes; en la medida en que se satisfagan ciertas condiciones y exigencias.

Lo anterior se aplica a:

- (i) Endeudamientos financieros con una vida promedio mínima de un (1) año, destinados a la financiación de proyectos que generen un aumento en la producción de bienes a los fines de incrementar la capacidad de exportación, con el objetivo de sustituir importaciones o aumentar la capacidad de transporte de exportaciones de bienes a través de la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.
- (ii) Inversiones directas en el exterior aplicadas a la financiación de los proyectos mencionados en el apartado (i) precedente. La aplicación de cobros de exportaciones a la repatriación debe llevarse a cabo luego de la finalización del proyecto, o bien al vencimiento del período de un año computado desde la fecha del ingreso y liquidación de los correspondientes aportes de capital a través del MLC, lo que ocurra en segundo término.
- (iii) Emisiones de títulos de deuda local denominados en moneda extranjera en cumplimiento de las condiciones previstas en los puntos 3.6.1.3. a 3.6.1.5. de las Normas de Exterior y Cambios, con un promedio de vida mínimo de un (1) año, y el destino de fondos indicado en el apartado (i) precedente.
- (iv) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5., cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 8 de agosto de 2025, en la medida que su vida promedio sea no inferior a dos años y el primer pago de capital no se registre antes de cumplirse los 18 (dieciocho) meses del ingreso de los fondos.
- (v) Endeudamiento financiero o emisión de títulos de deuda locales denominados en moneda extranjera, cuyos fondos se hayan liquidado a través del MLC entre el 16 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, y que hayan permitido cumplir ciertos parámetros de refinanciación.
- (vi) Emisión de títulos de deuda locales denominados en moneda extranjera, (x) emitidos entre el 7 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023, (y) entregados a los acreedores en el marco de una oferta de canje de títulos o de una refinanciación de vencimientos de capital y/o intereses correspondientes a los siguientes dos años de endeudamiento financiero externo, (z) siempre que la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no menor a 18 meses respecto de los vencimientos refinanciados.
- (vii) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, liquidados en el MLC a partir del 19 de abril de 2024, con una vida promedio que sea no inferior a tres (3) años y siempre que el primer pago de capital no se registre antes del año del ingreso de los fondos.
- (viii) Pago de capital e intereses por endeudamientos otorgados a un VPU adherido al RIGI que cumplan con ciertas condiciones.
- (ix) Repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI que cumplan con ciertas condiciones.

En el caso de financiaciones comprendidas en el punto 7.9.5. de las Normas de Exterior y Cambios que hayan sido ingresadas y liquidadas a través del MLC a partir del 7 de enero de 2021, se autorizó la acumulación de fondos originados en el cobro de exportaciones en cuentas de la Argentina o del exterior destinadas a garantizar la cancelación de los correspondientes servicios de deuda. Los montos depositados en dichas cuentas no podrán exceder el 125% de los montos correspondientes a los servicios de capital e

intereses a vencer en el mes corriente y los siguientes seis (6) meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios establecidos en los acuerdos pertinentes.

De conformidad con los puntos 3.11.3 y 3.11.4 de las Normas de Exterior y Cambios se establece que en el caso de endeudamientos financieros respecto de los que las normas admiten la aplicación de exportaciones, concertados a partir del 7 de enero de 2021, podrá otorgarse acceso al MLC para la constitución de garantías en cuentas abiertas en bancos locales o, en el caso de financiaciones externas, en el exterior, por hasta los montos establecidos en los documentos de financiación pertinentes y sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (i) la compra debe realizarse simultáneamente con la liquidación de los fondos y/o con fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad financiera local; y (ii) las garantías acumuladas en moneda extranjera no deben superar el equivalente a 125% de los montos correspondientes a los servicios de capital e intereses a vencer en el mes corriente y los siguientes seis (6) meses calendario, de conformidad con el cronograma de vencimientos previsto en los acuerdos pertinentes. Los fondos en moneda extranjera que no se apliquen a la cancelación de la deuda o al mantenimiento de la garantía deberán liquidarse en el MLC dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles al vencimiento. Se aplican requisitos específicos de información y monitoreo en relación con estas financiaciones.

Por otra parte, en la medida en que se cumplan las condiciones establecidas en el Decreto 234 (modificado por el Decreto N°836/2021) (el “**Decreto 234**”) y en la Resolución Conjunta N°4/2021 del Ministerio de Economía y Ministerio de Desarrollo Productivo y en el punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones al (i) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios; (ii) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior; (iii) pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; (iv) la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Asimismo, el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios también autoriza la aplicación de los cobros de exportaciones al repago de los servicios correspondientes a ciertos financiamientos de importaciones otorgados por proveedores del exterior, organismos internacionales de crédito, agencia oficial de crédito a la exportación del exterior o bancos locales y del exterior, préstamos financieros concedidos por compañías vinculadas o por acreedores terceros, y emisiones de deuda, en cada caso cumpliendo determinadas condiciones en cuanto a plazo, aplicación de los fondos y otros requisitos formales, contraídos para financiar el pago de importaciones de bienes y servicios.

#### *Otras disposiciones en materia de bonos*

El punto 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios establece que las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el MLC como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

#### ***Relevamiento de Activos y Pasivos Externos***

Como se menciona precedentemente, este régimen informativo (creado por la Comunicación “A” 6401, según modificaciones de las Comunicaciones “A” 6410, 6795 y 8304, entre otras) reemplazó los anteriores regímenes correspondientes a Deudas con el Exterior (Comunicación “A” 3602) e “Inversiones Directas de No Residentes” (Comunicación “A” 4237). La declaración prevista bajo este régimen tiene carácter de declaración jurada.

El régimen de información requiere la declaración de los siguientes pasivos: (i) acciones y participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros y (v) estructuras y terrenos.

La declaración se rige por las siguientes pautas: (i) todas las personas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán cumplir con el relevamiento; y (ii) aquellos declarantes para quienes el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US\$50.000.000 (Dólares Estadounidenses cincuenta millones), deberán efectuar una presentación anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser presentada optativamente por cualquier persona jurídica o humana.

A partir de los datos correspondientes al primer trimestre de 2026, la declaración del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se registrará por los siguientes lineamientos: (a) Muestra principal: Todas las

personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor igual o superior a US\$10 millones a fin de cualquier trimestre calendario, deberán realizar la presentación de manera trimestral. (b) Muestra secundaria: Todas las personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor menor a US\$10 millones a fin de cada trimestre calendario. De mantenerse esta situación en cada trimestre del año, deberán realizar sólo una presentación anual. Si en cualquier trimestre el valor de los activos o pasivos externos de un declarante iguala o supera los US\$10 millones, pasará a ser parte de la muestra principal, debiendo cumplir con las declaraciones de dicho grupo.

### ***Pago de importaciones de bienes y servicios***

#### ***Importaciones de bienes***

El punto 3.1 de las Normas de Exterior y Cambios permite el acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de deudas de importación, de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

De acuerdo con las normas vigentes:

Se admite el pago anticipado y a la vista de importaciones de bienes de capital en la medida en que los pagos anticipados de importaciones no superen el 30% del valor FOB de los bienes, y la suma de los pagos anticipados y a la vista de los bienes de capital no supere el 80% del valor FOB de los bienes.

El acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, se encuentra sujeto a la conformidad previa del BCRA excepto cuando se trate de operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; el cliente se encuadre en ciertos regímenes promocionales específicos; el pago se realice mediante un canje y/o arbitraje con fondos depositados en cuenta local originados en cobros servicios de bonos BOPREAL y pagos efectuados por MiPyMEs sujetos a ciertas condiciones y topes.

#### ***Pago de servicios prestados por no residentes***

Las entidades podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando: (a) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto: S03. Servicios de transporte de pasajeros; S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos); S23. Servicios audiovisuales; S25. Servicios del gobierno; S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero; S27. Otros servicios de salud; S34 Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la prestación de servicios digitales no asociados a viajes; S35 Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la compra/venta no presencial de bienes; S36 Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, excluyendo la prestación de servicios digitales no asociados a viajes o la compra/venta no presencial de bienes. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos; (b) se trate de gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual; (c) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes” por servicios prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023 y el pago se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado o el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S31. Servicios de fletes por operaciones de exportaciones de bienes” en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana; (d) el pago de otros servicios prestados por una contraparte no vinculada que se concreta a partir de la fecha de prestación o devengamiento del servicio; o (f) el pago de otros servicios prestado por una contraparte vinculada que se concreta una vez transcurridos 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

#### ***Stock de deuda de Importaciones de Servicios.***

El acceso al MLC para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requiere la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas o bien cuenten con certificaciones de acceso al MLC emitidos en el marco de regímenes específicos o fueran pagados a través del uso de bonos BOPREAL.

#### ***Enajenación de activos no financieros no producidos***

La percepción por parte de residentes de sumas en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos debe ingresarse y liquidarse en el MLC dentro de los veinte (20) días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

#### ***Pago de dividendos y utilidades al exterior***

De conformidad con el punto 3.4 de las Normas de Exterior y Cambios, con relación a los dividendos correspondientes a ganancias generadas hasta el 31 de diciembre de 2024, las entidades financieras podrán dar acceso al MLC para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones: (a) las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados; (b) el monto total abonado a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se solicita, no supera el monto en moneda local que les corresponda según la distribución aprobada por la asamblea de accionistas (la entidad financiera deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la misma); (c) el monto total de transferencias por este concepto a través del MLC desde el 17 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se solicita, no supera el 30% del valor de los aportes de capital ingresados y liquidados a través del MLC a partir de la mencionada fecha; (d) el acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en el punto (c) precedente; (e) la empresa deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte. En caso de no disponerla, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite; y (f) la entidad financiera debe verificar que la deuda, en su caso, este declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”. A través de la Comunicación “A” 7999 del 30 de abril de 2024, el BCRA autorizó la suscripción de bonos BOPREAL para el pago de dividendos y utilidades pendientes a accionistas no residentes, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones.

Asimismo, de acuerdo con la Comunicación “A” 8226, según fuera modificada, se autoriza el acceso al MLC para el pago al exterior de utilidades y dividendos a accionistas no residentes que correspondan a utilidades distribuibles obtenidas a partir de ganancias realizadas en estados contables anuales regulares y auditados de ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025.

Por otra parte, se aplican normas específicas en el caso de proyectos que califiquen bajo el “Plan GasAr”. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N° 892/2020, se autorizará el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del BCRA (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para el pago de los dividendos y utilidades societarias en tanto se cumplan las siguientes condiciones: (i) los dividendos y utilidades societarias deben corresponder a estados financieros auditados; (ii) el monto que deba abonarse en el exterior a través del MLC no podrá ser superior al monto de la distribución aprobado por los accionistas de la sociedad; (iii) los pagos deben efectuarse luego del vencimiento de un plazo de dos (2) años computado a partir de la liquidación en el MLC de los aportes de capital efectuados para financiar el proyecto y (iv) de corresponder, la operación debe ser informada en el régimen de relevamiento de activos y pasivos externos. Con relación al Plan Gas V, respecto del cual se reconocen los mismos beneficios cambiarios, no es claro si se aplicarán las mismas normas o si el BCRA emitirá normas específicas para el mismo, las cuales no han sido emitidas a la fecha del presente Suplemento.

Además, en la medida en que se dé cumplimiento a los requisitos del Decreto 234 y sujeto a los límites allí previstos, se permite la aplicación de cobros de exportaciones de bienes al pago de dividendos a accionistas del exterior.

De acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural aprobado por el Decreto N° 277/2022, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de dividendos por hasta el monto de las certificaciones otorgadas. Las disposiciones respectivas fueron reglamentadas por la Comunicación “A” 7626.

Finalmente, las normas autorizan el acceso al MLC para el pago de dividendos por parte de VPU's adheridos al RIGI siempre que los dividendos y utilidades correspondan a aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados en el MLC, o que se consideren ingresados y liquidados de acuerdo con las Normas de Exterior y Cambios.

#### ***Repatriación de inversiones directas de no residentes***

Como norma general, el acceso al MLC para la repatriación de inversiones directas en el exterior se encuentra sujeto a la previa aprobación del BCRA, excepto en los siguientes casos:

- (i) Repatriación de inversiones directas en el exterior en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que los aportes de capital pertinentes fueran repatriados y liquidados a través del MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación se lleve a cabo luego del vencimiento de un período de dos (2) años a partir de la repatriación y liquidación de los fondos.
- (ii) Repatriación de inversiones directas en el exterior llevadas a cabo en el marco del “Plan GasAr”, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones.
- (iii) De acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural aprobado por el Decreto N°277/2022, siempre que se cumplan con los requisitos aplicables y por hasta los montos máximos establecidos, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para la repatriación de inversiones directas de no residentes.
- (iv) Acceso al MLC para la repatriación de inversiones directas de no residentes por parte del residente que hubiera adquirido la participación en el capital de una empresa residente de titularidad de un no residente, siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos: (i) el acceso al MLC se concrete simultáneamente con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por endeudamientos financieros del exterior con una vida promedio no inferior a cuatro (4) años y un plazo de gracia de al menos tres (3) años para el pago de capital; (ii) la empresa residente cuyo capital en cuestión se transfiere pertenezca a alguno de los siguientes sectores: forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas; y (iii) la operación involucre la transferencia de, al menos, el 10% del capital de la empresa residente.
- (v) Repatriación de inversiones directas de no residentes en VPU's adheridos al RIGI con respecto a los aportes de inversión extranjera directa que hubieran sido ingresados y liquidados en el MLC, o que se consideren ingresados y liquidados de acuerdo con las Normas de Exterior y Cambios.
- (vi) Repatriación de inversiones directas de no residentes correspondientes a aportes de capital ingresados y liquidados a partir del 21 de abril de 2025 siempre que la repatriación tenga lugar luego de transcurrido un plazo de 180 días desde la fecha de ingreso y liquidación de los fondos.
- (vii) Repatriación de inversiones de portafolio de no residentes (servicios de deuda, rentas y producido de la venta) siempre que se trate de instrumentos con cotización en mercados locales autorizados por la Comisión Nacional de Valores, se certifique que los fondos para realizar la inversión fueron ingresados y liquidados en el MLC a partir del 21 de abril de 2025 y se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al MLC no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada.

#### ***Formación de activos externos de personas jurídicas y operaciones de derivados***

Se sujeta a autorización del BCRA el acceso al MLC para la formación de activos externos (atesoramiento e inversiones en el exterior) de personas jurídicas residentes.

Por su parte, todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades financieras a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

Se admite el acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

#### ***Operaciones en moneda extranjera entre residentes***

Se prohíbe el acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019 excepto por: (a) las financiaciones en moneda



extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito; (b) las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019; (c) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (b) anterior y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones; (d) las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC.

Respecto de las financiaciones en moneda extranjera otorgada a residentes por bancos locales: (a) deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios al momento de su desembolso; y (b) se otorgará acceso al MLC para su cancelación en la medida en que se hubiera cumplido la mencionada obligación.

### ***Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores***

Las operaciones de canje y arbitraje con títulos valores podrán realizarse con clientes sin la necesidad de contar con conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes y las Normas de la CNV. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

Al efectuar tales operaciones de canje y arbitraje con títulos valores (y/o la transferencia de los títulos a entidades depositarias del exterior), deberá cumplirse el plazo mínimo de tenencia, el cual a la fecha es de un día hábil. Este requisito solo resulta aplicable a personas de existencia ideal locales, no a personas humanas.

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje y arbitraje de moneda con sus clientes, entre otros, en los siguientes casos:

- (i) ingresos de divisas del exterior, en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el MLC, que podrán acreditarse en cuentas del cliente en moneda extranjera;
- (ii) transferencia de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior;
- (iii) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos recibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo en el exterior;
- (iv) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones, en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local; y
- (v) los clientes podrán realizar todas las demás operaciones de canje y arbitraje sin la conformidad previa del BCRA en la medida que éstas puedan instrumentarse sin dicha conformidad de acuerdo con las demás normas cambiarias vigentes. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.
- (vi) Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad financiera acreditará o debitará el mismo monto recibido del exterior o enviado al exterior. Cuando la entidad financiera cobre una comisión o cargo por estas operaciones, dicho cobro se instrumentará bajo un concepto específicamente designado.

### **Carga Tributaria**

#### ***Tratados para evitar la doble imposición***

El 7 de mayo de 2025 el Congreso de la Nación Argentina sancionó la Ley N°27.788 que aprueba la Convención Multilateral para Aplicar las Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios (BEPS) con consecuencias para diversos convenios para evitar la doble imposición actualmente vigentes en Argentina.

El 29 de septiembre de 2025, el Poder Ejecutivo Nacional depositó el instrumento de ratificación de la Convención Multilateral para Aplicar las Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la

Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios (BEPS) en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Consecuentemente, su entrada en vigor operará a partir del 1 de enero de 2026.

Para mayor información sobre este tema, véase “*Información Adicional—d) Carga Tributaria*” en el Prospecto.

#### **Cambios Significativos**

Con excepción de lo informado en el presente Suplemento, no se han producido cambios significativos en la situación financiera de la Sucursal desde el 30 de septiembre de 2025.

## EMISORA

### **Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina**

Av. Leandro N. Alem 1180  
(C1001AAT),  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina.

## COLOCADORES LOCALES

<b>Balanz Capital Valores S.A.U.</b>	<b>Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.</b>	<b>Banco Santander Argentina S.A.</b>
Av. Corrientes 316, Piso 3 (of. 362), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.	Tte. Gral. Juan Domingo Perón 430 (C1038AAI), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.	Av. Juan de Garay 151, Piso 9, (C1063ABB), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

## ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

*Respecto de las Leyes de Estados Unidos*

### **Simpson Thacher & Bartlett LLP**

425 Lexington Avenue  
New York, New York, 10017,  
Estados Unidos de América.

*Respecto de las Leyes de la Argentina*

### **Martínez de Hoz & Rueda**

Bouchard 680, Piso 19,  
(C1006ABJ),  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina.

## ASESORES LEGALES DE LOS COMPRADORES INICIALES Y DE LOS COLOCADORES LOCALES

*Respecto de las Leyes de Estados Unidos*

### **Linklaters LLP**

1290 Avenue of the Americas  
New York, New York, 10104,  
Estados Unidos de América.

*Respecto de las Leyes de la Argentina*

### **Bruchou & Funes de Rioja**

Ing. Enrique Butty 275, Piso 12,  
(C1001AFA),  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina.

## AUDITORES EXTERNOS

### **Price Waterhouse & Co S.R.L.**

Bouchard 557 (C1106ABG)  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina.

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

### **The Bank of New York Mellon**

240 Greenwich Street, Floor 7 East,  
New York, New York, 10286,  
Estados Unidos de América.

## REPRESENTANTE DEL AGENTE FIDUCIARIO EN LA ARGENTINA

### **Banco Santander Argentina S.A.**

Av. Juan de Garay 151, Piso 9, (C1063ABB),  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,  
República Argentina.

Rodolfo E. Berisso

**Subdelegado**