

PROSPECTO EMISOR FRECUENTE



PAN AMERICAN ENERGY, S.L., SUCURSAL ARGENTINA

Emisor Frecuente N°12.

Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina (la “Emisora” o la “Sucursal” indistintamente) (CUIT 30-69554247-6), con sede social sita en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, número de teléfono (+5411) 4310-4100, página web: www.pan-energy.com (la “Página Web de la Emisora”), correo electrónico: cnv@pan-energy.com.

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 Comisión Nacional de Valores (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, 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, 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 Disposición N°DI-2021-9-APN-GE#CNV de fecha 29 de marzo de 2021 de la Gerente de Emisoras de la CNV. Las mencionadas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en este prospecto (el “Prospecto”). La veracidad de la información contable, financiera y económica así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora y, de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831, según fuera modificada y/o complementada, incluyendo por el Decreto reglamentario N°1023/2013 y la Ley de Financiamiento Productivo N°27.440, según fuera modificada y/o complementada (la “Ley de Mercado de Capitales”). El Representante Legal de la Sucursal (el “Representante Legal”) manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto 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 Sucursal y de toda aquella información que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a una 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, 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 con oferta pública, 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 prospecto sólo serán responsables por la parte de esa información sobre la que emitieron opinión.

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sucursal bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el “Régimen de Emisor Frecuente”), en el respectivo Suplemento de Prospecto (el “Suplemento de Prospecto”).

CONFORME LO AUTORIZA LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, EL PRESENTE PROSPECTO NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. LAS CALIFICACIONES PODRÁN SER SOLICITADAS AL MOMENTO DE LA EMISIÓN DE CADA SERIE O CLASE DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, SEGÚN SE DETERMINE EN EL SUPLEMENTO DE PROSPECTO CORRESPONDIENTE.

La inversión en obligaciones negociables implica riesgos significativos. Para más información, véase “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en

obligaciones negociables de la Emisora.

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, 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) 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.

Se informa con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% del capital o de los derechos a voto de la Emisora, 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.

La fecha de este Prospecto es 30 de marzo de 2021.

ÍNDICE

I.	INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	3
II.	FACTORES DE RIESGO	56
III.	POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	76
IV.	INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	81
V.	ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	86
VI.	ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA	92
VII.	ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL.....	93
VIII.	INFORMACIÓN ADICIONAL.....	124
IX.	INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA.....	155
	ESTADOS FINANCIEROS.....	155

I. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

a) **Reseña histórica**

La Emisora es la sucursal argentina de Pan American Energy, S.L. (“Pan American” o la “Compañía”, indistintamente) y se encuentra inscrita en la Inspección General de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (la “IGJ”), con fecha 17 de octubre de 1997, bajo los N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B, de Estatutos Extranjeros y su CUIT es 30-69554247-6. Pan American es una sociedad constituida en el Estado de Delaware el 29 de septiembre de 1997 y con fecha 15 de noviembre de 2018 trasladó su domicilio social a Madrid, Reino de España, con mantenimiento de su personalidad jurídica (el “Traslado”). Para mayor información sobre el Traslado, véase “—*Cambio de denominación*” más adelante en esta sección. La Emisora fue constituida con el propósito de llevar a cabo una alianza estratégica celebrada entre Amoco Corp. y Bidas Corporation, en relación con actividades específicas de petróleo y gas en el Cono Sur de América del Sur (Argentina, Bolivia, Sur de Brasil, Chile, Paraguay, Perú y Uruguay). El Representante Legal es el Sr. Rodolfo A. Díaz, con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. La principal oficina ejecutiva de la Emisora está ubicada en Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11 (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y su número de teléfono en tal domicilio es (+5411) 4310-4100.

1. Información concerniente a la naturaleza y resultados de alguna reorganización significativa

Véase “—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”, más abajo en la presente sección.

2. Fusión o consolidación de la emisora o de alguna subsidiaria importante

Véase “—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”, más abajo en la presente sección.

3. Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios

El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió todos sus activos y pasivos a la Sucursal, siguiendo los procedimientos establecidos en la Ley N°11.867 de Argentina (transferencia de fondo de comercio). Estos procedimientos incluyeron, entre otros actos, publicaciones en boletines oficiales y diarios de amplia circulación, así como la oportunidad de los acreedores de Axion Argentina de realizar oposiciones. Las partes firmaron un contrato de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018 y, el 1 de abril de 2018, se consumó la transferencia, y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente integradas con la Sucursal. Adicionalmente, el 3 de abril de 2018, las partes presentaron el acuerdo definitivo de transferencia de fondo de comercio ante la CNV a los efectos de su registración ante IGJ, lo que ocurrió con fecha 12 de noviembre de 2018.

4. Cambios importantes en el modo de conducir los negocios

No Aplicable.

5. Cambios importantes en el tipo de productos producidos o servicios prestados

Véase “—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*”, en la presente sección.

6. Cambio en la denominación

El 26 de octubre de 2018, los accionistas de Pan American aprobaron el cambio de domicilio de Pan American del Estado de Delaware, Estados Unidos de América al Reino de España. En consecuencia, Pan American continuará actuando bajo el tipo de Sociedad Limitada de acuerdo con las leyes del Reino de España como Pan American Energy, S.L. Bajo las leyes de Delaware y del Reino de España, Pan American Energy, S.L. se considera la misma entidad que Pan American y, en consecuencia, el cambio de domicilio no afecta sus obligaciones y responsabilidades. Dicho cambio de domicilio se hizo efectivo el 15 de noviembre de 2018. Como resultado del cambio de domicilio, Pan American cambió su nombre a Pan American Energy, S.L. y actualmente se encuentra constituida como una sociedad limitada bajo las leyes del Reino de España.

Como consecuencia del Traslado, y el cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación “*Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina*”. El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la IGJ con fecha 31 de enero de 2019.

7. La naturaleza o resultado de cualquier proceso concursal, administración judicial o procedimiento similar con respecto a la emisora o subsidiaria

La Sucursal no ha sido parte de un proceso concursal, de administración judicial o procedimiento similar, ni tampoco se encuentra en los supuestos previstos por los artículos 94 inciso 5° y 206 de la Ley General de Sociedades N°19.550, según fuera modificada, complementada y/o reglamentada de tiempo en tiempo.

8. Información sobre la Industria y el Mercado

La información de mercado y otra información estadística utilizada en este Prospecto se basa en datos recolectados por la Secretaría de Energía de Argentina dependiente del Ministerio de Economía (“SE” o “Secretaría de Energía”) el sucesor del Ministerio de Energía de la Nación (el “MEN”), el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (“CAMMESA”), que administra el mercado eléctrico mayorista en Argentina, 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 la investigación 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, es probable que las proyecciones sean inexactas, especialmente a lo largo de períodos de tiempo extensos. Asimismo, la Emisora no sabe qué tipo de supuestos fueron utilizados para preparar dichas proyecciones.

9. Cumplimiento de la normativa de la CNV

A la fecha de este Prospecto la Emisora no posee sanciones administrativas de multa o superior aplicadas por la CNV. Tampoco adeuda suma de dinero alguna en concepto de tasas y/o aranceles a la CNV, informando adicionalmente que no se encuentra en mora en los pagos de amortizaciones de capital y/o intereses bajo obligaciones negociables emitidas con anterioridad a la fecha de este Prospecto.

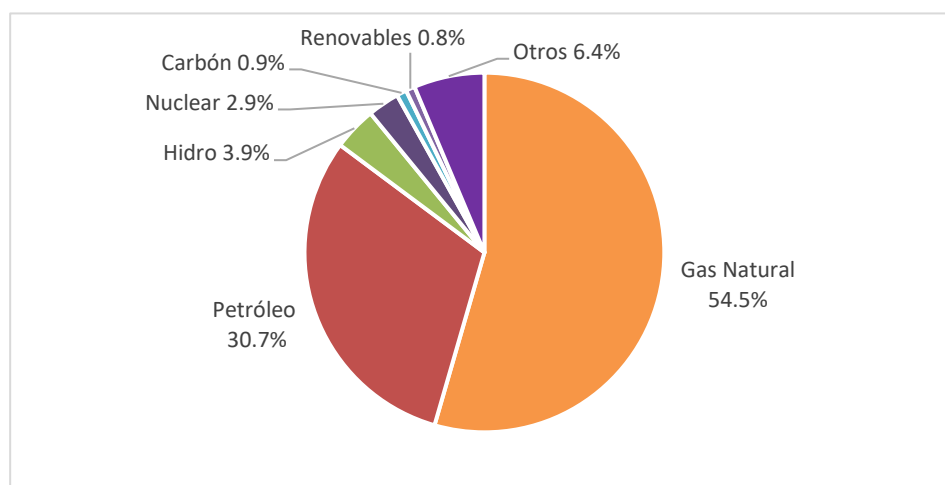
b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Tras la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal el 1 de abril de 2018, la Sucursal 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 hidrocarburos; y
- el segmento de *downstream*, el cual consta principalmente de las actividades de refinación, distribución y comercialización.

Fuentes de Energía Primaria

El siguiente cuadro ilustra las fuentes de energía primaria al 31 de diciembre de 2019, en base a la última información anual disponible en el Sitio Web de la SE:



Fuente: SE.

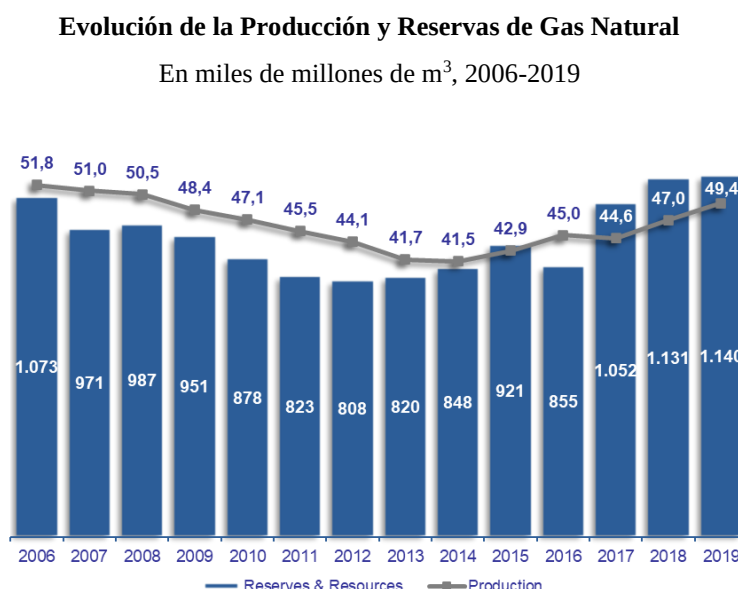
Gas Natural¹

Durante 2019, la producción bruta total de gas natural ascendió aproximadamente a más de 135 millones de m³ por día, lo que representó un aumento del 5,0% respecto de la producción bruta de 2018 y un aumento del 11% del volumen producido en 2017. Esto se debió principalmente al continuo aumento de la producción en la Cuenca Neuquina, que ha incrementado su contribución promedio diaria en virtud del desarrollo de reservas de gas no convencional, compensando la disminución en las restantes cuencas de gas dentro del país.

Con respecto a las importaciones de gas natural por el Estado argentino, el abastecimiento desde Bolivia alcanzó un promedio de 13,9 millones m³/día en 2019, resultando inferior a los 16,9 millones m³/día del 2018, y los 18,1 millones m³/día del 2017. Asimismo, las importaciones de GLP regasificado en Chile durante 2019 totalizaron en promedio 4,8 millones m³/día. Adicionalmente, durante el año 2019 se exportó gas natural por un total de 690 millones de m³.

En base a la última información anual publicada por el MEN al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las reservas de gas natural totales dentro de la Argentina alcanzaban 1.140.445 millones de m³ y 1.130.799 millones de m³, respectivamente, de los cuales el 35% y 33% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución la evolución de las reservas de gas natural en Argentina entre 2006 y 2019:



Nota: “Reserves and Resources” significa “Reservas y Recursos”. “Production” significa “Producción”.

Fuente: IAPG - Secretaría de Energía (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

Petróleo Crudo²

En 2019, la producción total de petróleo crudo ascendió aproximadamente a más de 80.868 mil m³ por día, lo que representó un aumento del 4,0% respecto al 2018 (77,70 mil m³ por día) y del 6,0% respecto al 2017 (76.202 mil m³ por día).

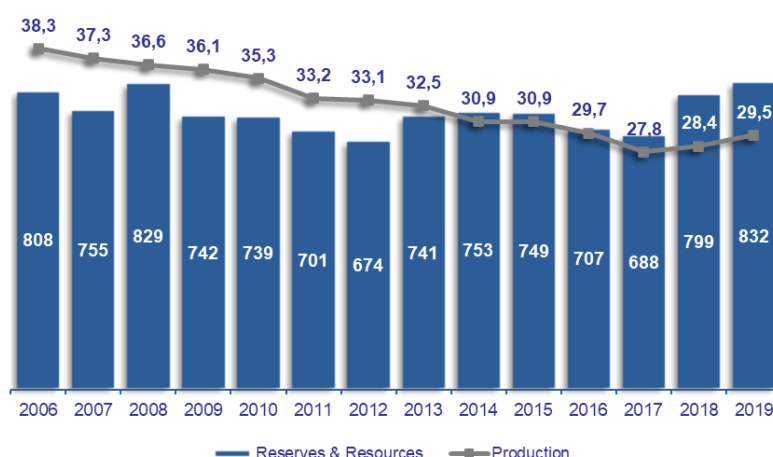
Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las reservas de petróleo totales dentro del país alcanzaban 832.098 miles de m³ y 799.402 miles de m³, respectivamente, de las cuales 49% y 48% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de las reservas de petróleo en Argentina entre 2006 y 2019:

Evolución de la Producción y Reservas de Petróleo
En millones de m³, 2006-2019

¹ Nota: Corresponde a la última información anual disponible en el Sitio Web de la SE.

² Nota: Corresponde a la última información disponible en el sitio web de la SE.



Fuente: IAPG - Secretaría de Energía (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

Nota: “Reserves and Resources” significa “Reservas y Recursos”. “Production” significa “Producción”.

c) Descripción de las actividades y negocios

Operaciones de *upstream*³

Actividades de exploración, desarrollo y producción

Introducción

En la actualidad, la Sucursal posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo y gas en Argentina, las cuales están ubicadas en las tres principales cuencas de hidrocarburos del país.

Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2020 fueron: (i) en la cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón, que representó el 91,9% de la producción total de petróleo, y el 43,5% de la producción total de gas; (ii) en la Cuenca Neuquina, en las áreas San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro, Aguada de Castro, Aguada Cánepa que en conjunto representaron el 5,0% de la producción total de petróleo y el 31,7% de la producción total de gas, y en el área Lindero Atravesado, que representó el 2,3% de la producción total de petróleo y el 12,3% de la producción total de gas; y (iii) en la Cuenca Noroeste, en el área Acambuco (que representó el 0,8% de la producción total de petróleo y el 12,5% de la producción total de gas).

La Sucursal lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarburífero en Argentina en virtud de concesiones de explotación otorgadas por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales de Argentina y convenios de asociación con terceros. Las actividades son desarrolladas solamente por la Sucursal o en virtud de contratos operativos con otros socios en *joint ventures* según la práctica del sector a nivel internacional. Las concesiones y los contratos operativos de la Sucursal son a largo plazo, incluidas aquellas concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, que fueron prorrogadas por un plazo de diez años hasta 2026 y 2027.

Adicionalmente, la Sucursal tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos de operación con las dos empresas estatales de las Provincias del Chubut, Petrominera Chubut S.E. (“Petrominera”), y Santa Cruz, Fomento Minero de Santa Cruz S.E. (“Fomicruz”), siempre que: (a) un año antes del vencimiento de cada contrato de concesión, la Sucursal certifique un volumen de reservas equivalentes a no menos de dos años de producción al nivel de la producción acumulada del último año calendario anterior al período adicional extendido, y (b) la Sucursal haya invertido entre 2017 y 2026 un mínimo de US\$1,3 mil millones en la concesión, mínimo que ya se ha cumplido.

De conformidad con los términos de los contratos de operación celebrados con Petrominera y Fomicruz: (i) la Sucursal, como operador, tendrá a su exclusivo cargo y costo la realización de inversiones y la gestión de las operaciones en cada una de las áreas; (ii) la Sucursal tendrá el dominio y la libre disponibilidad de los hidrocarburos que produzca y las divisas correspondientes; y (iii) la Sucursal pagará a Petrominera y Fomicruz (respecto del área aplicable), durante toda la vigencia del contrato de operación: (a) un monto equivalente a la participación del 12% de regalías establecido en el artículo 93 de la Ley de Hidrocarburos (según este término se

³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

define más adelante); (b) un canon anual por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área conforme se establece en el artículo 58 de la Ley de Hidrocarburos; (c) el importe equivalente al aporte especial del 3% de los ingresos netos del área, neto de ciertos ítems; y (d) el 1% del valor de la producción mensual de hidrocarburos, neto de consumo y reinyección, y de los gastos de transporte y almacenaje a partir de los puntos de medición.

El siguiente mapa señala las principales áreas de operaciones del segmento de *upstream* de la Sucursal:



Producción⁴

En el año 2020, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de la Sucursal fue de 152,1, neto de montos reinyectados en yacimientos y consumidos en las operaciones y plantas de procesamiento. Durante el año 2020, la producción de petróleo crudo y gas representó aproximadamente el 67% y el 33%, respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Sucursal.

Durante el año 2020, la Sucursal fue la principal productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país en términos de volumen, con aproximadamente el 20,6% del total de la producción de petróleo local, el 10,4% del total de la producción de gas local y el 14,6% del total de la producción de petróleo y gas local (medida en boe en forma combinada) según datos publicados por el IAPG.

La Sucursal tiene acceso a la tecnología de subsuelos y a los procesos de obra de BP. Considerando el volumen de la Sucursal, la asistencia integral técnica y de procesos de una empresa de E&P de la envergadura de BP plc (“BP”) representa una gran ventaja. Entre las principales tecnologías de subsuelos que han contribuido al éxito de la Sucursal se incluyen la creación de imágenes, visualización y adquisición de sísmica 3D, modelación de los sistemas de petróleo, modelación de estructuras de complejidad predicción y caracterización de reservorios, perforación y terminación a alta presión y alta temperatura y tecnología de inyección. Entre los principales procesos de obra incorporados en la Sucursal se incluyen: “Gestión de Producción Base a través de la Excelencia

⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal

en Inyección de Agua”, “Gestión de pérdidas y Eficiencia de Costos a través de la Excelencia en las Operaciones”, “Excelencia en Salud Seguridad y Ambiente”, “Deliquificación del Pozo de Gas”, “Optimización de la Extracción”, “Modelación de Activos Integrados” y “Límites Técnicos de Reservorios / Producción.” El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo, gas y GLP de la Sucursal correspondiente a cada uno de los últimos tres ejercicios:

	Petróleo (mmbbl)	Gas ⁽¹⁾ (mmcf)	LPG (mmbbl)	Total ⁽²⁾ (mmboe)
2018	102,6	398,7	—	163,9
2019	105,6	339,7	—	164,1
2020	102,4	288,3	—	152,1

⁽¹⁾ El promedio de producción diario de gas es mostrado neto de los montos reinyectados en el reservorio y consumido en las operaciones y procesado en las plantas de procesamiento de gas.

⁽²⁾ La Emisora ha utilizado la conversión de un barril de petróleo equivale a 5.800 pies cúbicos de gas y 1 barril de GLP es equivalente a un barril de petróleo.

Estimaciones de reservas

La información sobre las estimaciones de reservas de gas y petróleo de la Compañía incluida en este Prospecto fue extraída de informes emitidos por Ryder Scott Company L.P. (“Ryder Scott”) y RPS Group Inc. (“RPS”) al 31 de diciembre de 2020. Estas certificaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos de información y estimación de reservas de gas y petróleo dictados por la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América (“SEC”) para reservas probadas y la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*) para reservas probables y posibles. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas—La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.”

La ingeniería de reservas de gas y petróleo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas y petróleo que no puede ser medida en forma exacta, por lo que las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir sustancialmente de las incluidas en este Prospecto. Numerosos supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades de reservas de gas y petróleo y la proyección de tasas de producción futura y a la oportunidad de las inversiones en desarrollo, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía y/o la Sucursal.

Los resultados de una perforación, testeo y producción luego de la fecha de la estimación podrán requerir revisiones. En consecuencia, las estimaciones de reservas a menudo son sustancialmente diferentes de las cantidades de gas y petróleo que se obtienen en última instancia. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas” e “Información sobre la Emisora—Descripción de las actividades o negocios—Reservas.”

Reservas

Al 31 de diciembre de 2020, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según la certificación de Ryder Scott y RPS, eran de 2.331,1 mmboe, consistentes en 1.688,9 mmbbl de petróleo y condensado y 3.724,6 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.361,8 mmboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 74%, y el gas aproximadamente el 26%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2020, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2020 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 27 años para el petróleo y 14 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 15 años.

Desde su constitución en 1997, la Sucursal ha mantenido un fuerte índice de reemplazo de reservas en línea con su estrategia de largo plazo para promover el crecimiento de la producción. Con la asistencia de diversos procesos de obra y el acceso a la tecnología de subsuelos de BP, la Sucursal procuró ascender las reservas no probadas al status 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 y gas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2020⁵:

	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)
Probadas	1.006,7	2.059,8	1.361,8

⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)
Probables	461,9	992,9	633,1
Posibles	220,3	671,8	336,1
Total Reservas Certificadas	1.688,9	3.724,6	2.331,1

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2020 para las áreas Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Aguada de Castro y Bandurria Centro fue realizada por Ryder Scott. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2020 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike Estancia La Escondida, y Acambuco fue realizada por RPS.

Las certificaciones de las reservas otorgadas por Ryder Scott y RPS constituyen una auditoría independiente completa de las mismas e implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas y no probadas para todos los activos de la Sucursal en Argentina.

La Sucursal está obligada a presentar estimaciones de las reservas de petróleo y gas 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 no reviste la calidad de operadora, no es idéntica a la base utilizada para informar los datos sobre reservas que se presentan en este documento. La Sucursal considera que dichas diferencias en las estimaciones de reservas no son significativas. El siguiente cuadro muestra las estimaciones de la Sucursal de sus reservas de petróleo y gas probadas desarrolladas y no desarrolladas a las fechas allí especificadas:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (en m3)	Gas natural (en miles de m3)	Total combinado (en m3 de petróleo equivalente) (1)
Reservas al 31 de diciembre de 2019	159.695.246	58.211.649	217.906.895
Adición neta de reservas del ejercicio	6.307.904	4.181.164	10.489.068
Producción del ejercicio	(5.958.869)	(4.065.383)	(10.024.252)
Reservas al 31 de diciembre de 2020	160.044.281	58.327.430	218.371.711

(1) A los efectos del cálculo la conversión de 1.000 m3 de gas natural es igual a 1 m3 de petróleo crudo.

El siguiente cuadro contiene cierta información sobre las áreas de producción en las que la Sucursal tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2020:

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2020

Lugar	Área / Yacimiento (1)	Participación de la Sucursal (%)	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)	Desarrolla das (%)	Producción Diaria Neta Promedio de 2020 (mboe)
Cuenca Neuquina	Aguada Pichana Este (1)	18,2/14,0	0,6	217,1	38,0	43,7	8,7
	San Roque	16,5	0,4	30,8	5,8	100	2,9
	Lindero Atravesado	62,5	35,3	133,7	58,4	43,4	8,4
	Bandurria Centro (2)	100,0	23,9	30,9	29,2	15,5	2,4
	Aguada Pichana Oeste	45,0	—	421,4	72,7	15,5	3,3
	Aguada de Castro	45,0	—	114,4	19,7	9,2	1,0
	Coirón Amargo Sur Este	55,0	34,4	11,4	36,3	8,3	1,5
	Aguada Cánepa (3)		10,2	2,4	10,6	16,0	1,1
Cuenca Golfo San Jorge			864,5	977,2	1.033,0	59,1	111,6
	Cerro Dragón/ Anticlinal Funes (4)	100,0/ 70,0					
	Estancia La Escondida	25,0	0,1	—	0,1	100	0,1
	Piedra Clavada	100,0	19,9	3,0	20,4	83,9	2,6
	Koluel Kaike	100,0	15,4	8,0	16,8	58,0	1,5
Cuenca Noroeste	Acambuco	52,0	2,1	109,5	21,0	87,3	7,0
Total		N/A	1.006,7	2.059,8	1.361,8	53,3	152,1

(1) La Sucursal posee una participación del 14% 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%.

(2) El 10 de julio de 2015, la Sucursal, su socio en el área Bandurria y la Provincia del Neuquén celebraron un acuerdo transaccional en virtud del cual el área Bandurria se dividió en tres áreas nuevas, asignando el 100% de cada una de ellas a cada socio. Esas tres áreas fueron determinadas por el Decreto N°1541/2015, Decreto N°1542/2015 y Decreto N°1543/2015, otorgándose a la Sucursal, por Decreto N°1543/2015, una participación del 100% en la concesión a 35 años para explotación no convencional en el área Bandurria Centro.

(3) Cuenta con un permiso de exploración.

(4) Cerro Dragón y Anticlinal Funes se consideran dos áreas.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo y gas de 2020 para cada área de producción en la que la Sucursal posee participación⁶:

Área/Yacimiento	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020		
	Petróleo (mbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
Cerro Dragón/Anticlinal Funes	90,0	125,3	111,6
Acambuco	0,8	36,0	7,0
San Roque	0,3	15,2	2,9
Aguada Pichana Este	0,2	49,2	8,7
Aguada Pichana Oeste	—	19,4	3,3
Lindero Atravesado	2,3	35,5	8,4
Piedra Clavada	2,6	—	2,6
Koluel Kaike	1,5	—	1,5
Bandurria Centro	2,1	1,7	2,4
Coirón Amargo Sur Este	1,5	—	1,5
Aguada Cánepa (*)	1,1	—	1,1
Aguada de Castro	—	5,9	1,0
Estancia La Escondida	0,1	—	0,1
Total	102,4	288,3	152,1

(*) Esta área tiene un permiso de exploración.

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha de este Prospecto referida a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Sucursal⁷:

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Superficie Bruta	Participación de la Sucursal (%)	Superficie Neta
Cuenca Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz)	7.004,6	90	6.304,1
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut)	1.814,2	90	1.632,7
	Centro Golfo San Jorge Marina-1 (Santa Cruz)	253,1	90	227,8
	Meseta Cerón Chico	1.219,7	100	1.219,7
Cuenca Neuquina	Aguada Cánepa	112,4	90	101,2
	Acambuco B	47,5	100	47,5
Total		10.451,5		9.533,1

(1) La Sucursal tiene a su cargo ciertas operaciones de exploración de forma exclusiva y en *joint ventures*.

Cerro Dragón y Anticlinal Funes^{8 9}

Las áreas Cerro Dragón 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% y 70% en Cerro Dragón y Anticlinal Funes, respectivamente. Cerro Dragón es la principal área de producción de la Sucursal.

Durante el año 2020, Cerro Dragón (incluyendo Anticlinal Funes) representó 87,9% de la producción total de petróleo de la Sucursal y el 43% de las ventas de su producción total de gas. Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio fue de 111,6 mboe (90,0 mbbls de producción de petróleo diaria neta promedio y 125,3 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2020, el total de pozos en producción en esta área era de 3.705, con 920 pozos inyectoros activos.

⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁹ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

Cerro Dragón también contiene 75,9% del total de reservas probadas de la Sucursal (1.033 mmboe) al 31 de diciembre de 2020. Específicamente, el total de reservas probadas de petróleo netas en Cerro Dragón y Anticlinal Funes es de 864,5 mmbbl y las reservas probadas de gas netas ascienden a 977,2 bcf. Prácticamente todas las instalaciones y operaciones en el área Cerro Dragón están automatizadas, se abastecen de electricidad a través de usinas a gas de propiedad de la Sucursal, y son monitoreadas mediante un sistema de vigilancia de pozos computarizado. Las concesiones de la Sucursal en Cerro Dragón fueron prorrogadas hasta 2026 y 2027. Además, la Sucursal tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos operativos con las dos empresas estatales de las provincias del Chubut y de Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones de volúmenes de reservas, que espera cumplir y un umbral mínimo de inversión, que ya se encuentra cumplido.

Lindero Atravesado¹⁰¹¹

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.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 8,4 mboe y representó 2,3% del total de producción de petróleo de la Sucursal (2,3 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio) y 12% del total de producción de gas de la Sucursal (35,5 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2020, el área contaba con un total de 205 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 58,4 mmboe, de los cuales 35,3 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 133,7 a reservas probadas de gas netas. En 2009, la Provincia del Neuquén, la Sucursal e YPF S.A. (“YPF”) acordaron una prórroga a 10 años para el área Lindero Atravesado, comenzando en 2016 hasta 2026. En 2015, la Provincia del Neuquén otorgó a la Sucursal y a YPF una concesión para la explotación no convencional de esta área por un plazo de 35 años.

Pan American actualmente se encuentra desarrollando el proyecto de *shale oil* en la formación de Vaca Muerta. La Compañía realizó una evaluación de cuatro pozos y está avanzando en la fase de desarrollo, con un total de doce pozos perforados al 1 de diciembre de 2020.

Aguada Pichana Este¹²

El área Aguada Pichana está situada en la Cuenca Neuquina de Argentina. La Sucursal posee una participación del 14% en el área, que es operada por Total Austral S.A. (“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 el año 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 8,7 mboe (0,2 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 49,2 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2020, el área contaba con un total de 323 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 38,0 mmboe, de los cuales 0,6 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 217,1 bcf a reservas probadas de gas netas. Desde 2013 hasta 2016, la Compañía realizó un programa piloto con la Provincia del Neuquén (13 pozos). A raíz del mencionado programa, la Provincia del Neuquén le otorgó a la Compañía una concesión por 35 años para explotación no convencional en el área Aguada Pichana Este.

Entre los años 2017 y fines de 2018, se completó la Fase 1A del proyecto de desarrollo de *shale gas* (20 pozos horizontales perforados y 19 pozos conectados en Vaca Muerta). Desde el año 2019, la Sucursal está desarrollando la Fase 1B del proyecto de desarrollo de *shale gas* (40 pozos horizontales en la formación de Vaca Muerta).

San Roque¹³

El área San Roque está situada en la Cuenca Neuquina de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 16,47% en el área, que es operada por Total Austral.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,9 mboe (0,3 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 15,2 mmcf de producción de gas diaria neta promedio).

Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 5,8 mmboe, de los cuales 0,4 correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 30,8 a reservas probadas de gas netas. En 2009, la Provincia

¹⁰ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹¹ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora

¹² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

del Neuquén y los socios de la Sucursal en el área San Roque acordaron una prórroga de 10 años en los términos de la concesión para la producción de hidrocarburos, desde 2017 hasta 2027.

Bandurria Centro¹⁴

El área Bandurria Centro está situada en la Cuenca Neuquina, Argentina. La Sucursal posee una participación del 100% en el área, que es operada por la Sucursal.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,4 mboe (2,1 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 1,7 mmcf de producción de gas diaria neta promedio).

Al 31 de diciembre de 2020, el área tenía en total 22 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 29,2 mmboe, de los cuales 23,9 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 30,9 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.

Piedra Clavada y Koluel Kaike^{15 16}

Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 100% en las áreas, que son operadas por la Sucursal.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio combinada de las áreas fue de 4,0 mboe. En estas áreas sólo se produce petróleo y el gas se utiliza para generación de energía.

Al 31 de diciembre de 2020, el área contaba con 486 pozos en producción y 152 pozos inyectoros activos. En esta área, se produce crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API.

Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas combinadas probadas netas de las áreas fue de 37,2 mmboe, de los cuales 35,3 correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 11,0 bcf a reservas probadas de gas netas.

Acambuco^{17 18}

El área Acambuco está situada en la Cuenca Noroeste de Argentina. La Sucursal posee una participación del 52% en el área, que es operada por la Sucursal.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 7,0 mboe (0,8 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 36,0 mmcf de producción de gas diaria neta promedio).

Al 31 de diciembre de 2020, el área tenía en total 6 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 21,0 mmboe, de los cuales 2,1 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 109,5 bcf a reservas probadas de gas netas.

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro^{19 20}

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro están situadas en la zona oeste de la Cuenca Neuquina de Argentina, cubriendo una superficie de 761 km². La Sucursal opera y posee una participación del 45% en las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro, en asociación con Total Austral e YPF. El principal objetivo de estas áreas es la producción de *shale gas* desde la formación Vaca Muerta. El 13 de julio de 2017, la Sucursal celebró un acuerdo con la Provincia del Neuquén, Total Austral, YPF y Wintershall Energía S.A., para dividir el área Aguada Pichana en dos áreas: Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste. En el marco del mencionado acuerdo, la Sucursal llegó a un acuerdo con Total Austral e YPF, compañías propietarias del área Aguada de Castro adyacente, para operar y adquirir una participación en la misma. Como resultado de dicho acuerdo, la Provincia del Neuquén otorgó al consorcio una concesión a 35 años para la explotación no convencional de hidrocarburos en estas áreas. La Sucursal, Total Austral e YPF se han comprometido a realizar un programa piloto previo a la etapa de desarrollo con la Provincia del Neuquén para perforar y finalizar 24 pozos horizontales antes del 17 de julio de 2022.

Durante el año 2020, la producción diaria neta promedio del área Aguada Pichana Oeste fue de 4,4 mboe (25,4 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). En 2020, el área incorporó tres pozos de producción adicionales, contando así con un total de once pozos de producción. Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 535,9 bcf de gas.

Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz y Chubut)

¹⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁶ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

¹⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁸ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

¹⁹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁰ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

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 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. Al 31 de diciembre de 2017, Pan American había invertido unos US\$63,1 millones, principalmente, en la adquisición de sísmica 3D en unos 1.700 km². En abril de 2013, entró en vigencia la Ley Provincial N°3313 sancionada por la Provincia de Santa Cruz. Esta ley prohíbe realizar actividades de prospección sísmica a más de 120 decibeles en aguas dentro del dominio público provincial de la Cuenca Golfo San Jorge.

Con fecha 3 de enero de 2019, las autoridades del gobierno de la Provincia de Santa Cruz sancionaron la Ley Provincial N°3536, la cual modificó la Ley Provincial N°3313, posibilitando la libre adquisición de sísmica 3D en 1.200 km². La Sucursal tiene intención de implementar sísmica 3D. Para ello, la Sucursal presentó un estudio de impacto ambiental que aún no fue aprobado por las autoridades provinciales.

*Meseta Cerón Chico*²¹

El 23 de octubre de 2019 se adjudicó a la Sucursal (en un 70%) y a BC Desarrollos Energéticos S.A. (en un 30%) el permiso de exploración sobre el área Meseta Cerón Chico. El área está situada en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, al sur del área Cerro Dragón. 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, perforando con éxito un pozo exploratorio PMCCh.xp-1001 durante el tercer trimestre de 2019.

*Aguada Cánepa*²²

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, Argentina. 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 31 de octubre de 2017, se concluyeron las operaciones de perforación del tercer pozo de exploración de gas compacto.

El 29 de marzo de 2019, el Gobernador de la Provincia del Neuquén emitió el Decreto Provincial N°380/2019 por medio del cual convierte 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, dispone que se tenga por cumplido el compromiso de inversiones y el plazo correspondiente al primer período del permiso convencional. Por último, mediante el referido Decreto se aprueba 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 sísmica 3D. 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 3D 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 incluye un plan piloto a cinco años 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. Los gastos estimados previstos para el plan piloto ascienden a US\$120 millones. 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.

²¹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Durante 2020, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,1 mboe. Al 31 de diciembre de 2020, el área contaba con dos pozos productivos en Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2020, las reservas probadas netas totales eran 10,6 mmbbls, de los cuales 10,2 mmbbls correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 0,4 bcf a reservas probadas de gas netas.

Coirón Amargo Sur Este²³

El área Coirón Amargo Sur Este (“CASE”) está situada en la Provincia del Neuquén, Argentina, cubriendo una superficie de 227,8 km². El 22 de enero de 2021, tras obtener todas las aprobaciones necesarias, Madalena y la Sucursal cerraron la transacción de compraventa mediante la cual la Sucursal adquirió, con fecha de vigencia el 1 de julio de 2020, una participación adicional del 6% de Madalena Energy Argentina S.R.L. (“Magdalena”) en el área Coirón Amargo Sur Este. A cambio, la Sucursal asumió el pago de ciertos costos pasados de Madalena y el pago de los compromisos de aporte de efectivo de Madalena con respecto a ciertos gastos de capital y todos los gastos operativos hasta el 31 de diciembre de 2020. La Sucursal Argentina posee una participación del 61% en el área, la cual es operada por la Sucursal. La participación restante en el área está en manos de Madalena y de GyP, la compañía provincial de petróleo y gas del Neuquén. Durante 2020, la producción diaria neta promedio del área era de 1,5 mboe. Al 31 de diciembre de 2020, el área tenía ocho pozos en producción en la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2020, el total de reservas probadas netas del área era de 36,3 mmbbl, de los cuales 34,4 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 11,4 bcf a reservas probadas de gas netas. Tras una fase de delineación de siete pozos horizontales y el compromiso de perforar tres pozos horizontales, aprobados para el segundo trimestre de 2021, la Provincia del Neuquén otorgó a GyP una concesión a 35 años para explotación no convencional en el área CASE.

Ventas y comercialización de petróleo crudo y gas natural²⁴

En el año 2020, las ventas de petróleo y gas de la Sucursal ascendieron a un total de Ps.198.367 millones. Durante el año 2020, el 68% de las ventas totales de petróleo y gas de la Sucursal fueron efectuadas a clientes locales, mientras que el 32% restante fueron exportaciones. El 10% de las ventas de petróleo a terceros en el año 2020 fueron ventas locales, mientras que el 90% restante fueron exportaciones. Respecto a las ventas de gas en el año 2020, 87% fueron ventas locales, mientras que el 13% restantes fueron exportaciones.

La Sucursal no depende de un único cliente, excepto por su refinería.

Comercialización de petróleo²⁵

Durante el año 2020, la Sucursal despachó 37.4 mmbbl de petróleo crudo producido por sus yacimientos situados en la Argentina, 28.0 mmbbl de petróleo crudo fueron consumidos en su refinería, 2.2 mmbbl fueron comercializados en el mercado local, y 11.5 mmbbl fueron exportados y comercializados en los mercados internacionales, en condición FOB (libre a bordo o *free on board*).

El principal tipo de petróleo producido por la Sucursal es el denominado “Escalante”, que se produce en el área Cerro Dragón y representa aproximadamente el 92% del volumen de petróleo propia crudo producido por la Sucursal.

El Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido de azufre de 0,2%, por lo que resulta atractivo para las refinerías tanto en la Argentina como 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 se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido ácido.

Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representa aproximadamente el 11% del volumen producido por la Sucursal.

El resto del crudo producido por la Sucursal en otras áreas es más ligero destacándose el crudo Medanita, de 41 grados API, que representa el 8% del volumen producido por la Sucursal.

La mayor parte del petróleo producido por la Sucursal es transportado desde los yacimientos a la refinería de la Sucursal. Ello permite valorizar el petróleo crudo al producir subproductos de mayor valor como gasolina, diésel y fuel oil. En 2020 fueron despachados desde los yacimientos de la Sucursal a su refinería 30 mmbbl del petróleo producido por la Sucursal, equivalente al 80% del total producido.

Las ventas de petróleo a terceros refinadores en la Argentina se consumaron principalmente en virtud de contratos de suministro. Habitualmente, los contratos de suministro en el mercado local son contratos *spot* y a corto plazo (menor a un mes).

²³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Para el caso de las exportaciones desde la Argentina, que totalizaron 11.5 mmbbl en 2020, la Sucursal está obligada a ofrecer la producción en primer lugar al mercado local. Los precios de las exportaciones de la Sucursal reflejan principalmente el precio del petróleo Escalante argentino vigente en el mercado internacional y guardan relación con los precios de referencia internacionales del crudo, como el Brent. El mercado de exportación *spot*, debido a su alta liquidez, representa para la Sucursal una boca de expendio continua para su producción de petróleo que excede las necesidades de la refinería de la Sucursal.

La Sucursal percibe los pagos de sus exportaciones en Dólares Estadounidenses. En el caso de las ventas locales en pesos, si bien una parte sustancial de dichas ventas locales está vinculada al dólar estadounidense, la Sucursal recibe los pagos en pesos.

La Sucursal exporta petróleo Escalante desde la terminal de carga de Caleta Córdova, ubicada en la provincia del Chubut, en condición FOB (libre a bordo o *free on board*). 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 despacho de Caleta Córdova, de propiedad de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. ("Termap"). El crudo producido en las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike es transportado a través del oleoducto de propiedad de YPF, a la terminal de almacenamiento y despacho de Caleta Olivia, ubicada en la provincia de Santa Cruz, también de propiedad de Termap.

La Sucursal ha realizado dos inversiones separadas en instalaciones estratégicas de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, que están destinadas a optimizar y asegurar el transporte, entrega y exportación de su producción de petróleo. Adicionalmente, la Sucursal es propietaria indirectamente del 11,9% de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval"), el único sistema de oleoductos que conecta la Cuenca Neuquina con las terminales de exportación de la costa atlántica. Por otra parte, es propietaria indirectamente del 31,7% de Termap, cuyas terminales (Caleta Córdova y Caleta Olivia) se encuentran estratégicamente ubicadas en la Cuenca Golfo San Jorge (donde está ubicada el área Cerro Dragón) y proveen instalaciones, servicios de almacenamiento y carga de petróleo crudo.

Comercialización de gas²⁶

La producción de gas de la Sucursal en Argentina se comercializa a sus clientes locales a través de tres canales: (i) distribuidoras locales; (ii) abastecimiento de estaciones de Gas Natural Comprimido ("GNC"); (iii) centrales generadoras: el gas natural se comercializa a través CAMMESA, que está a cargo del suministro de gas a esas centrales; (iv) industrias: las ventas se realizan principalmente a través de contratos anuales; y (v) exportaciones a través de las autorizaciones otorgadas por la SE en el marco de la Resolución SE N°104/2018 y sus modificatorias. Generalmente, la producción de gas de la Sucursal en Bolivia se exporta a la Argentina.

Al 31 de diciembre de 2020, la producción de gas se hallaba comprometida a través de contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 167 mmcf. En general, los contratos de suministro de gas reflejan el precio a boca de pozo vigente en la cuenca en cuestión. En ciertos casos, la fluctuación de precios estará sujeta a un mínimo o máximo o a ambos. La Sucursal estructura sus principalmente contratos de gas con cláusulas "en firme" en virtud de las cuales el comprador está obligado a comprar una cantidad convenida de gas, pero también en ciertos casos tiene derecho a comprar un volumen mayor si así lo requiere. Si en algún período determinado el comprador opta por tomar un volumen menor a la cantidad mínima de gas que está obligado a adquirir, podrá tomar la diferencia en un momento posterior durante la vigencia del contrato. Algunos contratos de suministro de gas contienen una cláusula de exclusividad que le exige al comprador satisfacer todos sus requerimientos de gas a través de la Sucursal. La remuneración del comprador por este convenio de exclusividad se ve reflejada en el volumen "en firme."

Las ventas de gas por volumen de la Sucursal en 2020 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente un 34% a distribuidoras, 34% a industrias locales, 17% a plantas generadoras, 5% a estaciones minoristas de GNC y 9% a exportación.

La Sucursal considera que el volumen de sus reservas de gas y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva por sobre sus competidores. La Sucursal ha realizado varias inversiones en distribución y transporte de gas y en generación energética para optimizar y asegurar su capacidad de transporte, entrega y comercialización de su producción de gas.

Regulación aplicable a las operaciones de upstream de la Sucursal

Las actividades del segmento *upstream* de la Sucursal en la Argentina se encuentran sujetas a diversas regulaciones federales, provinciales y municipales. Para una descripción sobre las regulaciones aplicables, véase "*Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*" en este Prospecto.

²⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Operaciones *downstream*

Introducción ²⁷

El 1 de abril de 2018, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal. Tras la integración, la Sucursal se dedica a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos de petróleo refinados, entre ellos, combustibles, lubricantes, GLP y productos químicos.

Durante el año 2020, la Sucursal fue la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados, en términos de ventas, según datos publicados por la SE. En el año 2020, las ventas de gasoil y nafta de la Sucursal representaron el 16,6% y 15,3% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente, siendo la segunda más importante en términos de gasoil.

La Sucursal desarrolla sus actividades de refinación en la refinería de Campana, la cuarta refinería más importante de Argentina en términos de producción de crudo al 31 de diciembre de 2020. Asimismo, la Sucursal opera una planta de mezcla y acondicionamiento de aceite lubricante en la refinería; cuatro terminales de almacenamiento y distribución (Campana y Puerto Galván, ambas localidades situadas en la Provincia de Buenos Aires; San Lorenzo en la Provincia de Santa Fe; y Caleta Paula en la Provincia de Santa Cruz, (adquirida en mayo de 2018) y suministra combustible de aviación en tres aeropuertos (Ezeiza (según éste término se define más adelante), Aeroparque (según éste término se define más adelante) ambos en el área metropolitana de Buenos Aires, y Pajas Blancas (según éste término se define más adelante), en la Provincia de Córdoba).

Al 31 de diciembre de 2020, nuestro negocio *downstream* realizó ventas minoristas a través de 629 estaciones de servicio ubicadas en todo el país, que funcionan bajo el nombre “AXION energy”. La Sucursal es propietaria de 62 de estas estaciones de servicio, que opera directamente, y de 20 estaciones de servicio que son operadas por concesionarios, mientras que las restantes 547 estaciones de servicio son de propiedad de terceros y operadas por éstos, las cuales incluyen las 33 estaciones de servicio adquiridas en mayo de 2018 de la terminal de Caleta Paula, ubicadas en la región de la Patagonia Argentina. Asimismo, al 31 de diciembre de 2020, la Sucursal contaba con 42 de estaciones de Agroservicio dedicadas a abastecer, principalmente, al sector agrícola y a pequeñas empresas.

La mayor parte del crudo que procesa la Sucursal proviene de proveedores de crudo locales, incluido su negocio de *upstream* en Argentina. La Sucursal es la mayor proveedora de petróleo crudo a la refinería de Campana, representando más del 90% del petróleo crudo procesado por la refinería durante el año 2020.

El petróleo crudo que procesa la Sucursal es transportado desde las Cuencas Golfo San Jorge, Neuquina y Austral hasta la refinería de la Sucursal para su procesamiento.

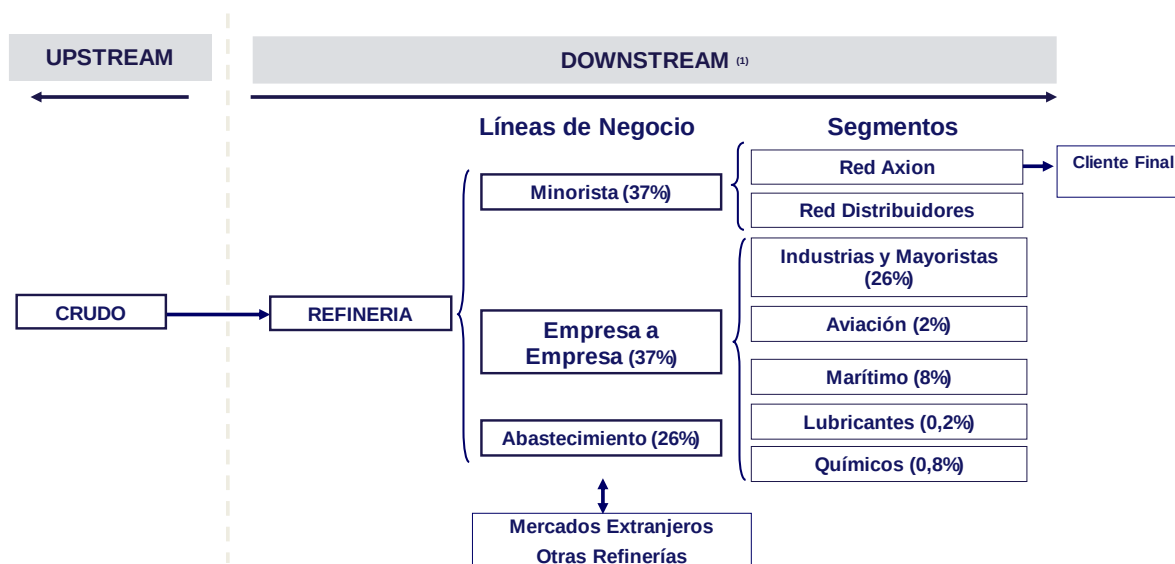
Las operaciones de distribución y comercialización de la Sucursal están organizadas en tres líneas de negocio principales:

- la división minorista, la cual representó el 37% de las ventas de combustible por volumen durante el año 2020, opera a través de la red de estaciones de servicio “AXION energy”, incluidas aquellas operadas por la Sucursal y por concesionarios que operan bajo la marca;
- la división empresa a empresa, la cual representó el 37% de las ventas de combustible por volumen del año 2020, incluye ventas a clientes industriales y mayoristas (26%), clientes de los sectores de aviación y marítimo (2% y 8%, respectivamente), ventas de lubricantes (0,2%) y productos químicos (0,8%); y
- la división de abastecimiento, la cual representó el 26% de las ventas de combustible por volumen del año 2020, 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 Sucursal²⁸:

²⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.



(1) Materias primas, destilados intermedios y productos terminados

Refinación²⁹

La refinería de la Sucursal está ubicada en la ciudad de Campana, Provincia de Buenos Aires, aproximadamente a 75 kilómetros al noroeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, sobre el Río Paraná. La refinería es una de las refinerías más importantes de la Argentina en términos de capacidad de 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, la última de ellas, finalizada durante 2019.

La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 15% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2020. La capacidad de utilización, definida como la capacidad efectivamente utilizada de cada unidad de la refinería, dividida por la capacidad máxima de refinación, fue de 82%, 84%, y 74% en 2018, 2019 y 2020, respectivamente. La refinería procesó un promedio de 74, 77 y 75 mil barriles de petróleo crudo por día en 2018, 2019, y 2020, respectivamente. De la cantidad total de petróleo crudo procesados en la refinería de Campana en 2020, aproximadamente 78% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala del API (principalmente, Escalante), y el resto (22%) 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 Sucursal 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;
- una unidad de hidrotratamiento para eliminar el azufre, las olefinas, el nitrógeno y algunos compuestos aromáticos, la cual le permite a la Sucursal 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 Sucursal posee una planta de mezcla y acondicionamiento de aceites lubricantes en la refinería, con

²⁹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 Sucursal.

Modernizaciones de la Refinería

Durante los últimos cinco años, la refinería de Campana ha atravesado mejoras que formaron parte de un ambicioso plan de ampliación de la misma. Si bien el proyecto de ampliación se consumó casi en su totalidad en 2019, 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, permitiéndole a la Sucursal producir una gama más amplia de productos de alto margen. Estas modernizaciones han contribuido a mejorar el margen de refinación y atender mejor las necesidades de los clientes de la Sucursal, 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 Sucursal en la Argentina y cumplir con las reglamentaciones ambientales.

Los principales objetivos del plan de expansión de la refinería de la Sucursal consistieron en incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería y obtener productos de alto valor por cada barril de crudo que se procesa en la refinería. El proyecto de ampliación 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 coque 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.

El proyecto requirió de una inversión total de US\$1.5 mil millones. El plan de expansión de la Sucursal fue sustancialmente completado en el año 2019 con trabajos de prueba y puesta en marcha durante el año 2020. Adicionalmente se continúan realizando otros proyectos complementarios con el fin de continuar con la modernización de la refinería.

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 Prospecto, los productos refinados de la refinería de la Sucursal 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 Sucursal y redujo las emisiones, permitiéndole a la Argentina país incrementar la producción de combustibles limpios en un 8%. Adicionalmente, producto de los mencionados procesos de modernización y actualización, la Sucursal espera que se reduzca la tasa de importaciones de gasoil ultra bajo en azufre (ULSD) en más de 2 millones de m³ por año.

Específicamente, el plan de ampliación de la refinería consistió en tratar el gas combustible generado para reducir las emisiones de azufre en un 99%, a fin de cumplir con los nuevos requisitos regulatorios para enero de 2020 y enero de 2024, de acuerdo con las Resoluciones N°5/16 y N°558/19 de la SE.

El siguiente cuadro describe las especificaciones de azufre actuales y futuras aplicables a productos refinados:

Especificaciones de azufre en ppm	Después de enero de 2019 hasta la actualidad	Después de enero de 2024
Nafta regular (Nafta Grado 2)	150	50
Nafta Premium (Nafta Grado 3)	10	10
Gasoil regular zonas de baja densidad (gasoil Grado 2 LD)	800	350
Gasoil regular zonas de alta densidad (gasoil Grado 2 HD)	500	350
Gasoil con contenido ultra bajo de azufre (gasoil Grado 3)	10	10

Producción³⁰

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 para los períodos indicados³¹:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2018	2019	2020
	(miles de barriles por día)		
Materia prima			
Petróleo crudo ⁽¹⁾	73,8	77,3	74,8
Otras compras ⁽²⁾	9,2	9,5	5,7
Total	83,0	86,8	80,5
Productos refinados			
Gasoil	34,1	34,9	29,5
Nafta para automóviles	19,2	20,0	15,1
Otras naftas	4,2	3,8	7,4
Combustible de aviación	6,8	6,0	2,3
Fuel oil intermedio	1,6	2,7	0,1
Fuel oil	2,4	7,0	14,9
GLP	4,4	4,7	4,2
Coque	5,5	5,5	4,4
Otros productos refinados	9,0	6,4	5,8

(1) Incluye importaciones de crudo.

(2) Incluye compras de componentes y compras de gasoil con contenido de azufre ultra bajo.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2018	2019	2020
	(miles de barriles por día)		
Total productos refinados	87,2	91,0	83,8
Químicos			
Hexano	0,4	0,4	0,4
Solventes	0,4	0,4	0,3
Total químicos	0,8	0,8	0,7
Total productos refinados y químicos	88,0	91,8	84,5

En el año 2020, el segmento de producción de *downstream* produjo un promedio de 84,5 miles de barriles de productos refinados por día y la refinería de Campana despachó un total de 5,1 millones de metros cúbicos de productos refinados, al mercado local y a los mercados internacionales, respectivamente (incluyendo su producción interna y compras de terceros).

El gasoil y la nafta representan el grueso de la producción de refinados de la Sucursal. Durante 2020, el gasoil representó la mayor parte de las ventas de productos refinados por volumen (39%), seguido de la nafta (21%), IFO (17%) y otros productos refinados (23%).

Suministro de petróleo crudo³²

La configuración de alta conversión de la refinería, la cual le permite producir un tipo de crudo para refinación relativamente pesado con mínima inclusión de crudo liviano (menos del 20%), le permite a la Sucursal mitigar los efectos de la merma en la producción de petróleo liviano en la Argentina. El petróleo crudo pesado de la Argentina proveniente de la Cuenca Golfo San Jorge, si bien también está disminuyendo, sigue registrando excedentes de producción en relación con la demanda interna de las refinerías.

La Sucursal obtiene el petróleo crudo que procesa a través de su negocio de *upstream*, representando aproximadamente el 90% de todo el petróleo crudo procesado. Aproximadamente el restante 10% 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. En Brandsen, este oleoducto exclusivo conecta el oleoducto de YPF que vincula Puerto Rosales (Bahía Blanca) con La Plata. El esquema logístico acordado entre las mencionadas compañías se diseñó con miras a asegurar el volumen necesario para abastecer el 100% de las

³⁰ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³¹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

necesidades actuales de petróleo crudo de la refinería.

Como parte del proyecto de ampliación y de las obras complementarias, la Sucursal está evaluando llevar a cabo obras de infraestructura menores, según las nuevas necesidades de transporte y logística derivadas de la ampliación, lo que incluye, entre otras cuestiones, las conversiones en curso con YPF para la extensión del oleoducto “Puerto Rosales-Brandsen”.

Todo el crudo entrante se recibe y almacena en uno de los tres principales tanques de almacenamiento de crudo situados en la refinería. La capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de la refinería es de 560.000 barriles aproximadamente, o cerca de seis días a plena producción.

Distribución y comercialización³³

La Sucursal 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 Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Córdoba); 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: 73.000 barriles por día (incluyendo nafta, gasoil, fuel oil, combustible de aviación y querosén); (ii) Galván: 24.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); (iii) San Lorenzo: 47.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); y (iv) Caleta Paula: 11.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil).

Con sus cuatro terminales de distribución propias, la Sucursal puede distribuir sus productos en todo el país: (i) desde Campana, la Sucursal 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, (ii) desde Bahía Blanca/Puerto Galván, la Sucursal distribuye productos principalmente en el sur de las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Tierra del Fuego y Río Negro; (iii) desde San Lorenzo, la Sucursal 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 Argentina, y (iv) desde Caleta Paula, la Sucursal distribuye productos principalmente en la región sur de la Patagonia Argentina (excepto por la Provincia de Tierra del Fuego).

Para más información sobre las terminales de carga, véase “—Descripción de las actividades o negocios—Ventas de combustible—Aviación”.

La red de distribución terrestre estaba compuesta por flotas de terceros en virtud de contratos de transporte por plazo determinado por unos cinco 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 Sucursal 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 Sucursal y operadas por esta, estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal 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;
- 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 Sucursal 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

³³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

de abastecimiento;

- lubricantes; y
- productos químicos.

El siguiente cuadro detalla el volumen de ventas de productos refinados para los períodos 2018, 2019, 2020³⁴:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2018	2019	2020
	(Volumen en miles de m ³)		
Minorista ⁽¹⁾	2.241,6	2.342,3	1.879,3
Empresa a empresa			
Industrial y mayorista ⁽²⁾	1.532,6	1.535,0	1.332,0
Sector marítimo ⁽³⁾	258,1	335,1	394,7
Sector de aviación ⁽⁴⁾	401,6	272,3	92,9
Abastecimiento ⁽⁵⁾	935,9	1.109,1	1.358,0
Total ventas de combustible	5.369,7	5.593,8	5.056,9
Lubricantes	28,2	15,0	13,5
Productos químicos	50,3	48,6	42,9
Ventas Totales	5.448,2	5.657,4	5.113,2

(1) Incluye nafta y gasoil a través de su red “Axion energy” y redes de concesionarios.

(2) Incluye gasoil, fuel oil, nafta, asfaltos, coque, GLP y querosén.

(3) 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 de las ventas de productos refinados para los períodos indicados³⁵:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2020
	(Volumen en miles de m ³)	
Gas oil	2.315,1	2.006,4
Nafta	1.376,5	1.068,5
Combustible de aviación	345,5	129,3
Aceite combustible	562,5	850,8
Otros	1.057,8	1.058,2
Ventas Totales	5.657,4	5.113,2

*Ventas de combustible*³⁶

*Ventas minoristas*³⁷

La Sucursal vende grados regulares y *premium* de nafta y gasoil sin plomo, así como GNC, a través de la red de estaciones de servicio Axion en Argentina. Al 31 de diciembre de 2020, la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 629 estaciones de servicio ubicadas en todo el país. Al 31 de diciembre de 2020, la Sucursal, a través de su negocio de *downstream*, era propietaria de 62 estaciones de servicio operadas directamente por ella y era propietaria de 20 estaciones de servicio operadas por concesionarios, mientras que las 547 estaciones de servicio restantes eran de propiedad de terceros concesionarios y operadas por ellos.

El siguiente cuadro detalla las estaciones de servicios operadas por la Sucursal y operadas por concesionarios para cada uno de los períodos indicados³⁸:

Al 31 de diciembre de			
	2018	2019	2020
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por Axion	68	64	62

³⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Al 31 de diciembre de

	2018	2019	2020
Estaciones de servicio de propiedad de Axion y operadas por concesionarios	17	17	20
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios	546	558	547
Total	631	639	629

La Sucursal 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”, un combustible premium para motores diésel, que cumple con las normas Euro 4 y 5 sobre emisiones, contiene aditivos de performance y presenta el más bajo contenido de azufre (<10 ppm); (iv) “AXION DIÉSEL”, un combustible de calidad superior para motores diésel de servicio liviano y pesado que requieren gasoil para un correcto funcionamiento, con aditivos de performance y bajo o medio contenido de azufre (<500/800 ppm); , dependiendo la densidad de la población.

Además, en algunas de sus estaciones de servicio, la Sucursal revende GNC que adquiere de terceros, como combustible alternativo para vehículos automotores, y vende querosén que se utiliza mayormente con fines de calefacción.

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).

La Sucursal desarrolla actualmente un programa de fortalecimiento de su imagen y ha efectuado trabajos de ingeniería y construcción en su red de estaciones de servicios para adaptarla a la marca “AXION energy”.

En octubre de 2014, se inauguró la primera estación de servicio “AXION energy”. Al 31 de diciembre de 2020, la Sucursal contaba con el 100% de sus estaciones de servicio “Axion energy” (operadas por la Sucursal y por concesionarios), ya funcionando con el cambio de marca.

En la Argentina, la mayoría de las estaciones de servicio de la Sucursal también cuentan con tiendas de autoservicio, las cuales son operadas directamente por esta 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 Mayorista³⁹

La Sucursal 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 Sucursal incluyen los siguientes subsegmentos:

- industrial y comercial: clientes que compran directamente productos de combustible terminados (incluyendo, gasoil, naftas y fuel oil) para su propio consumo, tales como empresas de transporte, usinas eléctricas, agronegocios, minería y otros; y
- mayorista: clientes que revenden gasoil y naftas a consumidores finales y a fraccionadoras que revenden GLP.

Las ventas de la Sucursal a clientes industriales y comerciales 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;
- 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

³⁹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

- fraccionadoras de GLP.

La distribución a los clientes industriales y comerciales de la Sucursal se realiza a través de camiones o barcos, desde su refinería y desde sus terminales de distribución ubicadas en Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván y San Lorenzo.

El siguiente cuadro presenta información sobre las ventas de combustible del segmento *downstream* de la Sucursal a clientes industriales y comerciales, por sub-segmentos y tipos de clientes, para los períodos indicados⁴⁰:

Tipos de cliente o industria	Para el ejercicio finalizado el	
	31 de diciembre de	
	2019	2020
	(en miles de m ³)	
Usinas eléctricas	115,2	194,3
Revendedores	798,4	749,6
Empresas de transporte	223,9	112,7
Otras industrias	397,5	275,4
Total ventas de combustible	1.535,0	1.332,0

Aviación⁴¹

La Sucursal abastece de combustible a las principales aerolíneas internacionales a través de estaciones de reabastecimiento en el Aeropuerto Internacional de Ezeiza Ministro Pistarini, ubicado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, el principal aeropuerto internacional de la Argentina (“Ezeiza”); el Aeropuerto Internacional Jorge Newbery, ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“Aeroparque”); y el Aeropuerto Internacional Ingeniero A. Taravella de Pajas Blancas, ubicado en la Provincia de Córdoba (“Pajas Blancas”).

La Sucursal abastece a los aviones con combustible de aviación (*jet fuel*), un tipo de combustible sujeto a estrictos requisitos de rendimiento internacionales dadas las extremas condiciones de vuelo en las que funcionan las turbinas de las aeronaves.

En el año 2020, la Sucursal fue la tercera proveedora de combustible de aviación más importante de la Argentina, habiendo realizado más de 18.000 operaciones de reabastecimiento con una participación del 15% en el mercado de combustibles de aviación de la Argentina, según datos publicados por la SE.

Las empresas antecesoras de la Sucursal cuentan con 45 años de trayectoria en Ezeiza, ocho años en Aeroparque, y 29 en Pajas Blancas, sin accidentes que provocaran la pérdida de días de operaciones de reabastecimiento.

Marítimo⁴²

A través de sus terminales de distribución en Campana, San Lorenzo y Puerto Galván, la Sucursal abastece de combustibles marinos a distintos tipos de clientes, tales como embarcaciones de pesca y barcas 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, barcas o mediante una línea directa de combustible desde los muelles de Campana o San Lorenzo. La Sucursal 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 exportaciones⁴³

A través de su división de abastecimiento, la Sucursal también realiza operaciones comerciales, ventas a metalúrgicas y exportaciones de combustibles a mercados extranjeros.

En los años 2018, 2019 y 2020, las exportaciones representaron el 9,9%, 9,4% y 18,2% respectivamente, de combustibles (productos refinados) producidos por la Sucursal (posterior a la transferencia del fondo de comercio de Axion). Las exportaciones realizadas durante el año 2020 constaron principalmente de fuel oil (46% del total exportado) y naftas intermedias, de muy bajo octanaje (43% del total exportado), para las que no hubo demanda en la Argentina.

Durante los años 2018, 2019 y 2020, Axion Argentina (anterior a la transferencia del fondo de comercio de Axion) o la Sucursal (posterior a la transferencia del fondo de comercio de Axion) importó el 20,6%, 25,2% y 19,7% de las ventas de gas oil, respectivamente, para cumplir con los requisitos de abastecimiento, principalmente de contenido ultra bajo de azufre, que no es producido por la refinería o en los períodos de paradas programadas

⁴⁰ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴¹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

durante los cuales no logró producir la cuota de demanda local de gasoil que debía abastecer en virtud de la normativa aplicable.

En tanto respecta a importaciones de nafta, en 2018, 2019 y 2020, la Sucursal importó un 14,1%, 8,2% y un 7,5% de sus ventas de nafta, respectivamente.

*Lubricantes*⁴⁴

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.

*Químicos*⁴⁵

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 el año 2020, la Sucursal vendió 114,3 toneladas de solventes alifáticos y olefinas, de los cuales aproximadamente 19 toneladas fueron exportados.

Regulación aplicable a las operaciones de downstream de la Sucursal

Las actividades de *downstream* de la Sucursal en la Argentina se encuentran sujetas a diversas regulaciones federales, provinciales y municipales. Para una descripción sobre las regulaciones aplicables, véase “—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina” en este Prospecto.

Propiedad intelectual

La Sucursal comercializa sus productos a través de diversas marcas que se encuentran debidamente registradas de acuerdo con las regulaciones aplicables.

Las marcas comerciales o marcas de servicio que aparecen en el Prospecto, incluyendo “*AXION energy*”, son de propiedad de sus respectivos titulares. Únicamente para la conveniencia del lector, la Emisora hace referencia a dichas marcas en este Prospecto sin el símbolo ®, pero tales referencias no tienen como propósito indicar que la Emisora no hará valer sus derechos con respecto a dichas marcas con el máximo alcance permitido por ley.

Seguros⁴⁶

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal 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 Sucursal 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 Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal 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 Sucursal se renuevan el 1 de julio de cada año.

Adicionalmente, la Sucursal 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, 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 Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Córdoba. La Sucursal mantiene asimismo seguro de todo riesgo para el proyecto de ampliación de su refinería de Campana y seguro de accidentes de trabajo (Aseguradora de Riesgo de Trabajo o ART), responsabilidad civil del automotor, bienes y petróleo crudo y productos en depósitos.

La Sucursal 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

⁴⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

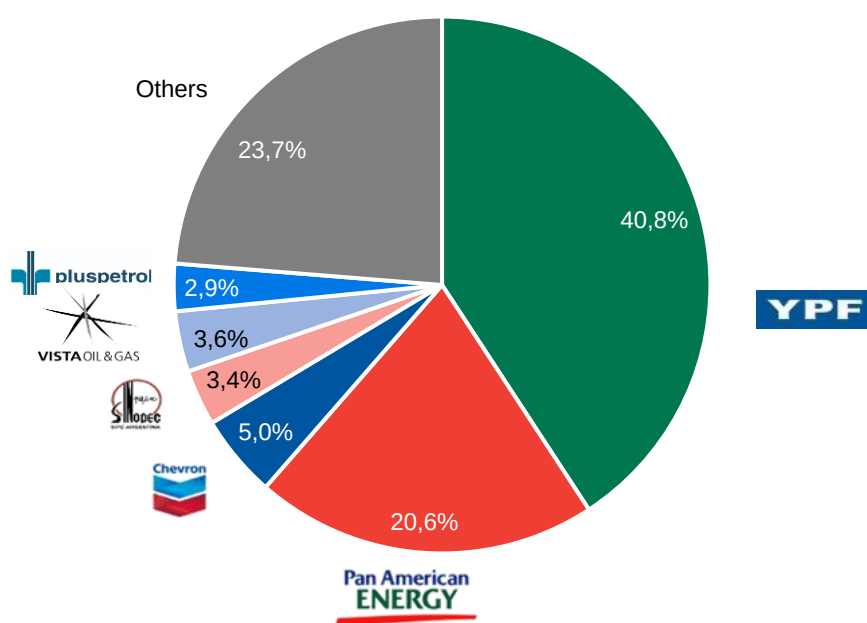
compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (principalmente, Lloyds Londres, Europa y Estados Unidos). Las pólizas de seguro de la Sucursal se renuevan en tiempo oportuno. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Sucursal oscilan hasta US\$2 millones para el negocio de upstream y hasta US\$5 millones para el negocio de downstream. Desde 1998, la Sucursal ha efectuado cuatro reclamos significativos conforme a sus pólizas de seguro por un monto total de US\$33 millones, ninguno de los cuales fue rechazado.

Competencia

Operaciones de upstream

Sobre una base boe combinada, la Sucursal fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en Argentina durante 2020, representando aproximadamente el 14,6% de la producción local de petróleo y gas combinada.

La Sucursal fue la segunda productora de petróleo más importante de Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 20,6% de la producción de petróleo local en 2020. Los otros cinco grandes productores de petróleo en Argentina fueron YPF, Pluspetrol, Sinopec, Chevron y Vista Oil and Gas, que en conjunto con la Compañía representaron aproximadamente el 76,3% de la producción total de petróleo en 2020. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de Argentina durante 2020 con respecto al mercado petrolero argentino.



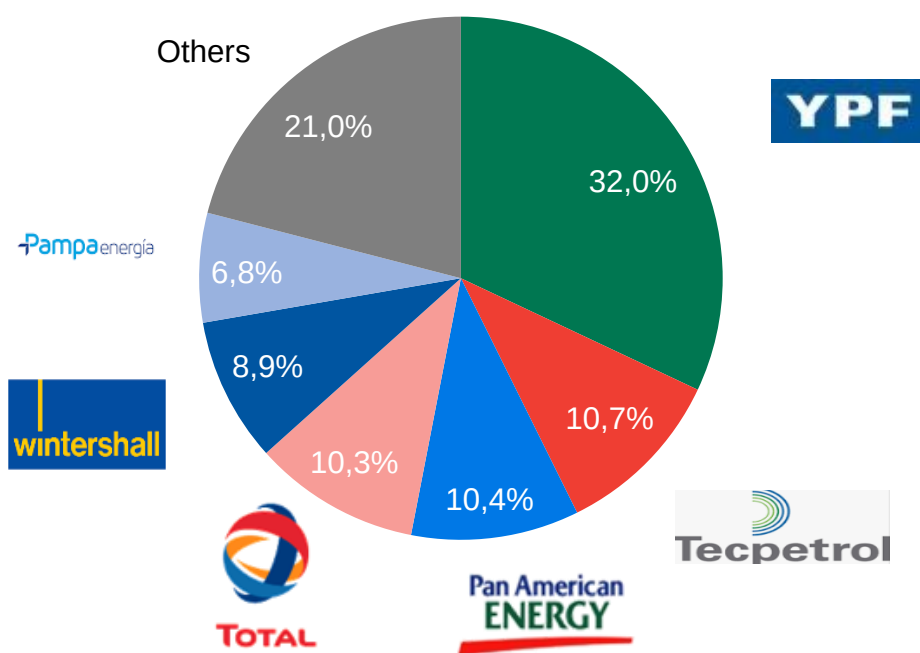
Nota: “Others” significa “Otros”.

Fuente: IAPG.

La Sucursal fue la tercera productora de gas más importante de Argentina en términos de volumen en 2020, representando aproximadamente el 10,4% de la producción de gas local.

Los otros cinco grandes productores de gas en Argentina fueron YPF, Total Austral, Wintershall, Pampa/Petrobras Energía y Tecpetrol que juntamente con la Compañía representaron aproximadamente un 79,0% de la producción total de gas en 2020.

El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de Argentina durante 2020 con respecto al mercado de gas argentino:



Nota: “Others” significa “Otros”.

Fuente: IAPG.

Operaciones de downstream

Al 31 de diciembre de 2020, ocho refinерías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 95.000 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 (189 mil barriles por día); (ii) la refinерía Shell (Raizen)–Buenos Aires (110 mil barriles por día); y (iii) la refinерía de Campana de la Sucursal (95 mil barriles por día). Tres de las ocho refinерías son operadas por YPF (representando en conjunto el 52% de la capacidad total de producción local), y por Raizen (17%), la Emisora (15%), Oil Combustibles (6%),Trafigura Argentina S.A. (“Trafigura”) (5%), y Refinería del Norte S.A. (“Refinor”) (5%).

Los principales competidores en los mercados de nafta y gasoil en Argentina son YPF, Shell y Trafigura.

Durante el año 2020, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de gas oil, era del 16,6%, en comparación con 54,7% (YPF), 14,9% (Shell/Raizen), y 7,4% (Trafigura), según la SE. Los principales competidores en términos de ventas de fuel oil, principalmente a las plantas de generación de energía, son YPF, Shell y Trafigura. En el año 2020, el negocio de *downstream* de la Sucursal tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de aproximadamente 15,3%, en comparación con aproximadamente 52,9% (YPF), 21,6% (Shell/Raizen), y 5,8% (Trafigura), según la SE.

Durante el año 2020, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de *fuel oil* y aceites combustibles intermedios (“IFO”), fue del 21,0%, en comparación con aproximadamente 30,0% (YPF), 27,3% (Shell/Raizen), y 21,0% (Trafigura), según datos de la SE.

La participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de combustible de aviación, era de 15,2%, en comparación con 54,5% (YPF) y 30,3% (Raizen/Shell), según la SE. Los principales competidores en el segmento de negocios de GLP son YPF, Shell y Transportadora Gas del Sur.

Cumplimiento ambiental⁴⁷

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal 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, la disposición o remediación del suelo y agua afectados con productos y subproductos de petróleo, la disposición de residuos peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar

⁴⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones. La Sucursal cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros forestales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. La dirección de la Sucursal 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 Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con las prácticas de la actividad de recuperación secundaria y también es empleada para actividades de perforación, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a gestión ambiental, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal en la República Argentina han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2002. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015 de la norma. Los programas de gestión ambiental y social de *upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (“CFI”). En relación con las operaciones de *downstream*, la planta de lubricantes y la planta comercial de Campana de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente y a partir del año 2019 tanto la refinería como las terminales de despacho de combustibles de San Lorenzo, Galván y Caleta Paula están certificadas bajo la misma norma en su versión 2015.

Procedimientos legales⁴⁸

La Sucursal periódicamente es parte de procedimientos de arbitraje y acciones legales en el curso habitual de sus negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, controversias laborales e impositivas con ciertas provincias de Argentina y la AFIP.

La Sucursal 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 sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Información general

La industria del petróleo y del gas 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 y gas locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.

El 11 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°7/2019 en el Boletín Oficial de la República Argentina (el “Boletín Oficial”), modificando la Ley de Ministerios N°22.520. El mencionado decreto, entre otros cambios, delegó al Ministerio de Desarrollo Productivo la ejecución de la política nacional en materia de energía y minería. En fecha 20 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°50/2019 en el Boletín Oficial, que crea la Secretaría de Energía de la cual depende la Subsecretaría de Hidrocarburos. Con fecha 28 de agosto de 2020, la Secretaría de Energía cambió de la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo al Ministerio de Economía de la Nación.

Reseña de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Dominio de los hidrocarburos

En todas las leyes que regulan la actividad de petróleo y gas, en particular la Ley N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”) de fecha 30 de junio de 1967, se le ha atribuido al gobierno nacional el dominio de las reservas de hidrocarburos. Sin embargo, desde el primer descubrimiento de petróleo en Argentina en 1907, ha existido una controversia permanente entre el gobierno nacional y las provincias sobre el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos y la facultad de legislar sobre esta cuestión. En diciembre de 2016, de conformidad con la Ley N°26.197, el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos se trasladó a las provincias y esto tuvo consecuencias prácticas en relación con el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, la recaudación de regalías y el nivel de participación de las autoridades nacionales y provinciales.

⁴⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Anteriormente, el 24 de septiembre de 1992, el Congreso argentino promulgó la Ley N°24.145 que aprueba la transferencia del dominio de las reservas de hidrocarburos a las provincias en donde se encuentran ubicadas. Sin embargo, esta ley estableció que la transferencia estaba sujeta a la promulgación de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos. La Ley N°24.145 reconoce a las provincias una serie de derechos, entre los cuales se incluyen los siguientes: (i) el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes y nuevos, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la revocación de los permisos, concesiones y contratos como consecuencia de incumplimientos graves o por causas que se indican en la Ley de Hidrocarburos, (v) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución argentina y, de conformidad con el artículo 124 de la misma, se les otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios.

En agosto de 2003, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N°546/03 transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos en determinados lugares designados como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales.

Por último, desde la promulgación de la Ley N°26.197 en diciembre de 2006, que modificó la Ley de Hidrocarburos, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación efectiva de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. El gobierno nacional conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La ley 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 que tengan como destino directo la exportación.

Antecedentes hasta el período de desregulación

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.”) una de las primeras Compañías Petroleras Nacionales (NOC, por sus siglas en inglés) en la historia, creada en 1922.

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.

La Ley de Hidrocarburos, promulgada en 1967, estableció el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo y gas. 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 en 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; 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 N°24.076 (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 (véase el Decreto N° 2731/93). 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 Ente Nacional Regulador del Gas (“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.

El período de emergencia

Nuevos impuestos de emergencia y restricciones de comercialización

A pesar del éxito del marco regulatorio de petróleo y gas 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 hacia un sistema más regulado y controlado por el gobierno.

En enero de 2002, el Congreso argentino 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 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.

La Ley de Emergencia Pública ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, permitiendo al Poder Ejecutivo Nacional fijar la tasa aplicable de los mismos. Luego de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, se promulgaron muchas otras leyes y reglamentaciones que pretendían superar la crisis económica, entre las que se incluyen (1) la conversión a pesos de los depósitos, obligaciones y tarifas de los servicios públicos, incluidos los servicios públicos de distribución de electricidad y gas natural, entre otros; y (2) la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, instruyéndose al Poder Ejecutivo Nacional a determinar la tasa aplicable a los mismos. La aplicación de estos derechos y la instrucción al Poder Ejecutivo Nacional se prorrogaron hasta enero de 2017 mediante la Ley N°26.732.

El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidas en la Ley N°26.732 dejaron de ser exigibles. Sin embargo, el 4 de septiembre de 2018 el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto N°793/2018, en virtud del cual se creó un arancel del 12% aplicable a todos los productos exportados y servicios, el cual permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2020. Conforme a los términos del Decreto N°793/2018, dicho arancel de exportación está sujeto a un tope de Ps.4,00 por cada US\$1,00 de base imponible o del valor libre a bordo, según corresponda. El 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley N°27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que entre otras cuestiones, estableció la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social (la “Ley de Solidaridad”). En tal sentido, el artículo 52 de la Ley de Solidaridad estableció que el arancel de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*) y que el Poder Ejecutivo Nacional puede fijar alícuotas inferiores.

En julio de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°1277/12, que formalmente derogó todas las normas que quedaron a raíz de la desregulación del sector desde 1989. Concretamente, derogó las principales disposiciones sobre la libre comercialización de hidrocarburos que estaban específicamente contempladas en el artículo 5 inciso d) y en los artículos 13, 14 y 15 del Decreto N°1055/89, artículos 1, 6 y 9 del Decreto N°1212/89 y los artículos 3 y 5 del Decreto N°1589/89.

Con respecto a la comercialización de gas natural, a partir de 2002, las autoridades argentinas adoptaron una serie de medidas para restringir las exportaciones de gas natural desde Argentina. Estas medidas incluyeron la emisión de instrucciones de oferta interna (que requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno argentino), la emisión de instrucciones expresas de 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 compañías de transporte y/o los comités de emergencia creados para abordar las situaciones de crisis.

En marzo de 2004, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N°265/04 a través de la cual adoptó medidas tendientes a asegurar un abastecimiento adecuado de gas natural y electricidad al mercado local. En virtud de la Resolución N°265/04 y demás reglamentaciones emitidas durante el período de emergencia, se limitaron las exportaciones de gas natural y se les ordenó a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales de gas natural al mercado local aparte de los volúmenes que están obligados a abastecer contractualmente.

El 4 de octubre de 2010, el Boletín Oficial publicó la Resolución ENARGAS N°1410/10, que establecía nuevas normas para el despacho de gas natural, aplicables a todos los participantes en la industria del gas, e impuso las siguientes nuevas y más severas restricciones sobre los productores en materia de demanda prioritaria: (i) los distribuidores siguen siendo capaces de solicitar todo el gas necesario para cubrir la demanda prioritaria a pesar de que dichos volúmenes de gas superen aquellos que la ex Secretaría de Energía hubiera asignado en virtud del

Acuerdo 2007-2011 ratificado por la Resolución N°599/07; (ii) los productores están obligados a confirmar todo el gas natural solicitado por los distribuidores respecto de la demanda prioritaria; (iii) una vez abastecida la demanda prioritaria, se establece un orden de prioridad para el suministro de los demás segmentos de la demanda, estando las exportaciones en el último orden de prioridad. En caso de que un productor no pueda satisfacer la demanda solicitada, los operadores de los gasoductos son responsables de redirigir el gas hasta que se cumpla con la demanda de los distribuidores de gas natural. La deficiencia de gas (i) se deduce del productor que sufre la deficiencia si es capaz de satisfacer la demanda de sus otros clientes en la misma cuenca o (ii) se recupera del resto de los productores de gas en caso de que el productor deficitario no sea capaz de abastecer a ninguno de sus clientes en la misma cuenca. Como resultado, este régimen impone una obligación de suministro solidaria a todos los productores en el caso de que uno de ellos sufra una deficiencia en el suministro de gas.

En relación con las actividades de refinación y comercialización de combustibles, desde 2004 se emitieron varias resoluciones que limitaron la capacidad de las refinerías de comercializar su producción y establecieron deberes de suministro obligatorio. Estas resoluciones incluyen, entre otras, la Resolución N°1102/04, Resolución N°1834/05 y la Resolución N°1879/05, todas ellas emitidas por la ex Secretaría de Energía.

Además, la Resolución N°25/06 de la Subsecretaría de Comercio Interno, emitida en el marco de la Ley N°20.680, impuso a cada refinería argentina la obligación de suministrar toda demanda razonable de gasoil, mediante el abastecimiento de ciertos volúmenes mínimos (establecidos en virtud de la resolución) a sus clientes habituales, principalmente a los operadores de estaciones de servicio y distribuidores. Además, la Disposición N°157/06 de la ex Subsecretaría de Combustibles establece que las estaciones de servicio que sean parte de contratos que crean algún grado de exclusividad entre la refinería y la estación de servicio y que por alguna razón pretendan rescindir dicho contrato, deben informar dicha rescisión en forma anticipada a la ex Subsecretaría de Combustibles a efectos de que proceda a informar tal circunstancia a la Subsecretaría de Comercio Interior. En ese caso, la Subsecretaría de Comercio Interior debe: (i) emitir una declaración sobre la procedencia de la finalización del contrato, y (ii) utilizar los medios necesarios para asegurar que la estación de servicio de que se trate celebre otro contrato con otra empresa refinadora o distribuidora de combustibles que asegure el abastecimiento.

En enero de 2008, la Subsecretaría de Comercio Interior dictó la Resolución N°14/08, mediante la cual se indicó a las empresas refinadoras que optimizaran su producción a fin de obtener volúmenes máximos según su capacidad. Las Resoluciones N°295/10, 13/11 y N°35/13 de la Subsecretaría de Comercio Interior establecieron la reversión de ciertos precios de los combustibles a los que se encontraban vigentes en fechas anteriores o topes provisorios a los precios de los combustibles.

Con respecto a las exportaciones, la Resolución N°1679/04 de la ex Secretaría de Energía reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto N°645/02, y dispuso que los productores, vendedores, empresas refinadoras y demás agentes del mercado que deseen exportar gasoil o petróleo crudo deben (i) registrar dichas operaciones, (ii) ofrecer el producto que se exportará al mercado interno, y (iii) demostrar que se ha cumplido con la demanda interna de dichos productos. Además, la Resolución N°1338/06 de la ex Secretaría de Energía agregó otros productos derivados del petróleo al régimen de registro creado por el Decreto N°645/02, entre los que se incluyen las naftas, fuel oil y sus derivados, combustible de aviación, coque, asfaltos, ciertos petroquímicos y ciertos lubricantes. La Resolución N°715/07 de la ex Secretaría de Energía faculta a la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que debe importar cada empresa, en determinados períodos del año, para compensar las exportaciones de los productos incluidos en la jurisdicción de la Resolución N°1679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario a los efectos de obtener la autorización para la exportación de los productos incluidos en el Decreto N°645/02 (petróleo crudo, fuel oil, gasoil, coque y naftas, entre otros), el cual ha sido implementado por algunas resoluciones de la SE, siendo la última la Resolución N°241-E2017 del 29 de septiembre de 2017.

En abril de 2002, el gobierno nacional y las principales compañías petroleras de Argentina celebraron un acuerdo sobre un subsidio provisto por el gobierno nacional a las empresas de transporte público de colectivos. El sistema de subsidios continuó estando vigente durante los años siguientes, parcialmente a través de nuevos acuerdos y parcialmente en función de comunicaciones mensuales emitidas por la Secretaría de Transporte de Argentina notificando a las compañías petroleras sobre los volúmenes que debían entregar a cada beneficiario a un precio fijo. El gobierno nacional compensa a las petroleras sujeto a órdenes de entrega.

En diciembre de 2017, el Decreto N°1123/2017 facultó al Ministerio de Transporte para que firme convenios anuales en virtud de los cuales se pueda continuar con el esquema de subsidios al gasoil hasta el 2022. De conformidad con el convenio de 2018, el precio actual del Gasoil Grado 2 es de Ps.10 por litro y del Gasoil Grado 3 es de Ps.11 por litro.

El 21 de marzo de 2017, se publicó el Decreto N°192/2017 en el Boletín Oficial, mediante el cual se creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados” (el “Registro”), bajo la autoridad del MEN, actualmente la SE. En el Registro se ingresan las operaciones de importación de: (i) petróleo crudo; y

(ii) otros subproductos específicos enumerados en el artículo 2 del decreto. Por medio de esta norma, las sociedades que deseen llevar a cabo dichas operaciones de importación están obligadas a ingresar dicha operación en el Registro y a obtener la autorización de la SE antes de que se realice la importación. Este régimen estuvo en vigor hasta el 31 de diciembre de 2017, conforme lo establecido en el Decreto N°962/2017.

Mayor participación del gobierno en el sector de petróleo y gas

En octubre de 2004, el Congreso argentino promulgó la Ley N°25.943 a través de la cual se creó Energía Argentina S.A. (“ENARSA”), actualmente denominada Integración Energética Argentina S.A., una empresa estatal de energía. El objeto social de ENARSA es 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. Además, la Ley N°25.943 otorgó a ENARSA todos los permisos de exploración respecto de las áreas *offshore* ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que al momento en que entró en vigencia la ley se encontraban desocupadas (es decir, el 3 de noviembre de 2004). La Ley N°27.007 incorporó modificaciones a la Ley N°25.943, conforme se indica a continuación, en virtud de las cuales caducaron todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos respecto de los cuales no existían contratos de asociación suscriptos con ENARSA (con excepción de los permisos y concesiones otorgados con anterioridad a la Ley N°25.943) y se revirtieron a la ex Secretaría de Energía. Además, la Ley N°27.007 prevé un período de negociación de seis meses para la reconversión de dichos contratos de asociación con ENARSA a permisos o concesiones.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso argentino promulgó la Ley N°26.741 mediante la cual se aprobó la expropiación de las acciones de YPF S.A. (“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.

La Ley N°26.741 también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional. Dicho principio general fue reglamentado por el Decreto N°1277/2012, emitido en julio de 2012.

Regímenes promocionales durante el período de emergencia

Los nuevos impuestos y restricciones de comercialización creados durante el período de emergencia provocaron una reducción significativa de las inversiones en el sector de *upstream*, lo cual a su vez provocó una escasez en la disponibilidad de gas natural, petróleo crudo y productos derivados en el mercado interno.

En octubre de 2006, la Ley N°26.154 creó un régimen de incentivos fiscales destinado a estimular la exploración de hidrocarburos y que se aplica a los nuevos permisos de exploración otorgados a ENARSA respecto de las áreas *offshore* y aquellos sobre los que actualmente no existan derechos de terceros otorgados por la Ley de Hidrocarburos, e invitó a las provincias en las que se encuentran los depósitos de hidrocarburos a adherir a este régimen. La asociación con ENARSA es un requisito previo para poder acceder a los beneficios previstos en el régimen creado por la Ley N°26.154. Los beneficios incluyen: el reembolso anticipado del impuesto al valor agregado sobre los gastos e inversiones realizados en la etapa de exploración y las inversiones realizadas en el período de explotación; la amortización acelerada de las inversiones realizadas en el período de exploración y el reconocimiento acelerado de gastos en relación con la producción durante un período de tres años, más que por el tiempo que dure la explotación; y exenciones al pago de derechos de importación por la introducción de bienes de capital que no se fabriquen en la Argentina.

El Decreto N°2014/08 del 25 de noviembre de 2008 creó el programa “Petróleo Plus” para fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N°1312/08 del 1° de diciembre de 2008 aprobó el reglamento del programa. El programa permitió a las empresas productoras que aumentaban su producción y reservas en el marco del programa, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N°394/07 y la Resolución N°127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía. En febrero de 2012, la ex Secretaría de Energía estableció que los beneficios otorgados en virtud del programa “Petróleo Plus” quedaron provisoriamente suspendidos. Los efectos de la suspensión se extendieron a los beneficios devengados y aún no rescatados por las empresas a la fecha de emisión de la notificación. Las razones aducidas para la suspensión fueron que el programa “Petróleo Plus” se creó en un contexto en el cual los precios internos eran menores a los precios vigentes y que los objetivos que el programa perseguía ya se habían conseguido. El Decreto N°1330/2015, del 13 de julio de 2015, estableció la cancelación del programa “Petróleo Plus” y dispuso el pago de los incentivos

adeudados mediante los bonos públicos argentinos BONAR 2024. Además, el Decreto N°1204/2016 dispuso el pago de los incentivos adeudados en virtud del programa.

El Decreto N°2014/08 del 25 de noviembre de 2008 creó el programa “Refinación Plus” para fomentar la producción de gasoil y naftas. El programa se reglamentó a través de la Resolución N°1312/08 de la ex Secretaría de Energía de fecha 1° de diciembre de 2008. Conforme a este programa, las empresas refinadoras que se comprometían a la construcción de una nueva refinería o a la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, tenían derecho a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N°394/07 y la Resolución N°127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

En febrero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°14/2015. La Resolución N°14/2015 fue responsable de la creación del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo (el “Programa”), que estuvo vigente desde el 1° de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015.

En julio de 2013, el gobierno nacional emitió el Decreto N° 929/2013, que contemplaba políticas de promoción de inversión para la producción de hidrocarburos. Los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de petróleo y gas que cumplieran con los requisitos de inversión se beneficiarían con una reducción de los derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos. El Decreto N°929/2013 prevé también el otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales por un período de 25 años al que se podrá adicionar en forma anticipada y simultánea con la nueva concesión la extensión del plazo de 10 años a los concesionarios que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

El 11 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°21/2016 dictada por el MEN, la cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de petróleo crudo tipo Escalante producido en la Cuenca Golfo San Jorge. Se pagó un estímulo por cada embarque en la medida que el precio promedio del Brent no superara los US\$47,50 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por el gobierno nacional ascendió a US\$7,50 por barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 28 de abril de 2016 se publicó el Decreto N° 442/2016 en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut, el cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de excedentes de petróleo crudo, después de satisfacer la demanda interna. Se pagó un estímulo por embarque en la medida que el precio promedio del Brent no superara los US\$47,20 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por la Provincia del Chubut ascendió a US\$2,50 por barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 2 de diciembre de 2016, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N°1199/2016, que puso fin a los reembolsos por exportaciones desde puertos patagónicos que habían sido restituidos por el Decreto N°2.229 del 2 de noviembre de 2015.

La ex Secretaría de Energía creó, a través de la Resolución N°24/2008 emitida el 13 de marzo de 2008, un programa denominado “Gas Plus” a fin de incentivar la producción de gas natural proveniente de nuevos descubrimientos, nuevos yacimientos y gas de baja permeabilidad, entre otros factores. El gas natural producido bajo el programa “Gas Plus” no estuvo sujeto al Acuerdo 2007-2011 -ratificado por la Resolución N°599/07 de la ex Secretaría de Energía – ni a las condiciones de precio establecidas en el mismo. La ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N°1031/08, dictada el 12 de septiembre de 2008, modificó la Resolución N°24/08, mediante la cual se establecen las condiciones específicas que deben cumplir los requirentes a los efectos de poder participar en el programa “Gas Plus”. La Resolución N°695/09 modificó determinadas condiciones que exigen el cumplimiento de compromisos ya asumidos.

El 14 de febrero de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°1/2013 emitida por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos (la “Comisión”). Esta resolución crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (“Plan de Gas”). En virtud de esta norma, se invitó a las empresas a presentar un proyecto ante la Comisión con anterioridad al 30 de junio de 2013, a los efectos de percibir una compensación de hasta US\$7,50 por mMBtu de gas natural inyectado sobre una curva de producción base ajustada a una curva de declino definida por el productor. Esta resolución se utilizó como un medio para incrementar la inyección de gas natural. Estos proyectos tenían que cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N°1/2013, y estuvieron sujetos a la aprobación de la Comisión, e incluyeron un plazo máximo de cinco años, renovable a pedido del beneficiario, previa decisión de la Comisión. Si la sociedad beneficiaria no cumple en un mes determinado con el aumento de la producción comprometido, debe compensar los volúmenes no producidos. Además, la Comisión puede retirar un proyecto aprobado si tuviera lugar cualquiera de los siguientes eventos: (i) la omisión, inexactitud o distorsión de la información provista por la empresa en un proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el

Decreto N°1277/2012 y de sus normas o actos complementarios; (iii) incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del presente programa, previa intimación por un plazo no inferior a 15 días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente por un plazo de al menos 180 días; o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa presentaran una disminución de precios o cantidades injustificadas.

Se creó un programa similar en virtud de la Resolución N°60/2013 de la Comisión, con las modificaciones que se incorporan en la Resolución N°83/2013, para los productores de gas que no presentaron sus proyectos de inyección adicional de gas natural con anterioridad a la fecha de vencimiento establecida en la Resolución N°1/2013 de la Comisión. Los pagos recibidos en virtud de este nuevo programa varían desde US\$4,00 por MMBtu hasta US\$7,50 por MMBtu, dependiendo de la curva de producción alcanzada por la sociedad que corresponda. Además, entró en vigor un tercer programa de estímulo en virtud de la Resolución N°185/2015 de la Comisión para empresas sin producción previa de gas en Argentina al momento de emisión de la resolución. Al igual que en el Plan de Gas, las empresas con un proyecto aprobado en virtud de esta nueva resolución recibirán un pago por la diferencia entre el precio obtenido en el mercado por la venta de toda su producción de gas y US\$7,50 por MMBtu. La producción de gas sujeta a dicho pago se aplica solamente a la producción de áreas adquiridas por empresas con proyectos aprobados ya sea en virtud de la Resolución N°1/2013 o de la Resolución N°60/2013, siempre y cuando dicha producción fuera calculada con arreglo a estos programas como “inyección excedente” en contraposición a “inyección base”.

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, petróleo 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.

Marco regulatorio actual para la Industria del Petróleo y Gas

Información general

Desde el año 2016 se han adoptado medidas significativas en el sector de petróleo y gas, como el ajuste incremental de precios de los servicios públicos de gas natural y electricidad, reducción de impuestos a la exportación de hidrocarburos, el levantamiento de barreras a la importación de combustibles y el comienzo de un proceso hacia una recontratación en el mercado mayorista de gas natural y la apertura de mercados externos para el gas natural argentino, sean mercados regionales a través de gasoductos, o mercados globales vía licuefacción de gas natural y exportación de GNL.

El artículo 5° de la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por un plazo máximo de 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Dominio de los hidrocarburos

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 depósitos *offshore* que se extienden más allá de las 12 millas náuticas, los cuales pertenecen al gobierno nacional). 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 diciembre de 2006, 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. El gobierno nacional conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La ley 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.

Legislación en materia de zonas de seguridad

La legislación argentina restringe la capacidad de sociedades no argentinas de 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 ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales.

Restricciones en las Islas Malvinas

En marzo de 2007, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución N°407/07 que aprobó nuevas normas relativas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Según dicha resolución, con las modificaciones incorporadas por la Resolución N°194/13, se les 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 y gas en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas.

La Disposición N°337/19 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles derogó la Resolución N°407/07 de la ex Secretaría de Energía y aprobó las nuevas normas relativas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, manteniendo la obligación de presentar la declaración jurada relativa a la prohibición antes mencionada.

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, y son principalmente responsables de dictar y hacer cumplir normas ambientales.

Varias provincias tales como Chubut (Ley N°102 de 2012) y Neuquén (Ley N°2453 de 2014) promulgaron sus propias leyes que regulan los permisos de exploración y concesiones de explotación del segmento de *upstream*. 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 costa afuera, 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 además permite el reconocimiento superficial del territorio que no se encuentre cubierto por los permisos de exploración o concesiones de explotación previa autorización de la ex Secretaría de Energía 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 vigencia del permiso es por ocho años, más dos años de uso y comercialización exclusivo de los resultados.

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 y 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 Argentina existen distintos tipos de concesiones y acuerdos en

vigencia:

- 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 (que no sean las concesiones resultantes de un permiso de exploración o la subdivisión de una concesión existente) 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.

En octubre de 2014, la Ley N°27.007 modificó la Ley de Hidrocarburos por medio de: (1) la prórroga de los plazos de exploración y explotación y la determinación de los plazos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales); (2) la creación de un tipo especial de concesión para proyectos de hidrocarburos 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 no convencionales adicionales; (3) la introducción de modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración; (4) topes en las regalías y ampliación de tarifas de bonificación; (5) una posible reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y offshore y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional; y (6) restablecimiento del derecho de exportar un porcentaje de la producción de petróleo y gas, manteniendo a la vez el producido de la exportación en el extranjero, entre otros beneficios.

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 tres años cada uno para la exploración convencional, los cuales son prorrogables por hasta cinco años, de modo que la duración máxima del permiso es de 11 años, y dos períodos de cuatro años, los cuales son prorrogables por otro período de cinco 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 o gas 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. Sin embargo, a los efectos de entrar en la siguiente fase, el titular del permiso debe ceder el 50% de la superficie restante cubierta por el permiso.

Respecto de las concesiones de explotación, el artículo 27 y siguientes establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años.
- Explotación no convencional – 35 años, que incluye un período de plan piloto de hasta cinco años.
- Explotación sobre la plataforma continental y *offshore* – 30 años.

Los titulares de concesiones convencionales, dentro de la respectiva área de concesión, pueden exigir la subdivisión de la zona existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional que, a su vez, son titulares de las concesiones convencionales adyacentes y preexistentes pueden solicitar la unificación de ambas zonas como una única concesión de explotación no convencional, quedando establecido que la continuidad geológica de estas zonas está claramente demostrada.

La Ley de Hidrocarburos divide la fase de explotación de hidrocarburos no convencionales en un “período piloto”, que no puede superar los cinco años y un “período de desarrollo” que (junto con el período piloto) puede extenderse por hasta 35 años (además de cualquier prórroga que corresponda).

Prórrogas

Los titulares de concesiones de explotación pueden solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años cada uno.

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. Como 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). A fin de tener derecho a una prórroga, una concesionaria debe haber cumplido con todas sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos, inclusive, entre otros, la constancia de pago de impuestos y regalías y el cumplimiento con obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, la explotación de hidrocarburos en el área en cuestión, y la presentación de un plan de inversiones para desarrollar la concesión. Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho a llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias o adecuadas para la explotación de petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. Una concesión de explotación permite que el titular obtenga una concesión de transporte para el petróleo y gas producido. El otorgamiento de una prórroga es un trámite desregulado y normalmente implica prolongadas negociaciones entre el solicitante y el gobierno pertinente. Si bien la Ley de Hidrocarburos, con sus modificaciones, establece que las solicitudes deben presentarse al menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión, la práctica habitual de la industria consiste en iniciar el proceso mucho tiempo antes, normalmente tan pronto como haya indicios de la viabilidad técnica y económica de nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de concesión.

Informes

El 16 de marzo de 2006, la ex Secretaría de Energía 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 y gas. Según el reglamento, la certificación no debe interpretarse como una certificación de reservas de petróleo y gas en virtud de las normas de la SEC. El 7 de noviembre de 2016 la SE 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 hidrocarburíferas (incluidas la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos) en el territorio de Argentina. El Decreto N° 1277/12, publicado el 27 de julio de 2012, reglamentó diversos aspectos de esta ley. En particular: (i) derogó artículos de “decretos de desregulación” anteriores que establecieron el derecho de comercializar libremente productos derivados de los hidrocarburos en los mercados nacional y extranjero, y la exención de retenciones a las exportaciones; (ii) creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) estableció la obligación de las empresas hidrocarburíferas de presentar sus datos técnicos, de producción y económicos a la Comisión, como así también sus planes de inversión; y (iv) otorgó amplias facultades de monitoreo sobre dichos planes de inversión con el fin de garantizar “precios comerciales razonables en el mercado interno”. El Decreto N°272/2015 disolvió la Comisión y transfirió ciertas facultades al MEN.

Regalías y canon

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, debe pagarse 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. Pueden negociarse 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.

La Ley de Hidrocarburos determina que las regalías son el único mecanismo reconocido a la autoridad otorgante para participar en la explotación de hidrocarburos. Así, se ha eliminado la capacidad de las provincias de incorporar obligaciones monetarias, tales como las “tarifas extraordinarias de explotación”.

Las provincias solamente pueden cobrar la tasa vigente de regalías del 12% sobre los precios de venta reales (determinados en forma regresiva a la boca de pozo), más un 3% adicional en el caso de prórrogas de las concesiones (limitado al 18% arriba mencionado). Las regalías pueden reducirse hasta un 5% teniendo en cuenta la productividad del yacimiento.

Además, 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 pueden ajustarse parcialmente a partir del segundo período de exploración básica a la luz de las inversiones efectivamente llevadas a cabo.

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.

Importación de equipos

El Decreto N°629/2017 introdujo un “Régimen de Importación de Bienes Usados para la Industria Hidrocarburífera”, que admitía la importación definitiva de bienes usados con una antigüedad no mayor a los 10 años desde su fabricación. El Régimen establecía una tasa de importación que oscilaba entre el 0% y el 14% para bienes incluidos en las posiciones arancelarias mencionadas en los anexos del Decreto N° 629/2017. Tanto los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras como los sujetos que hubieran acreditado la prestación de servicios directamente a la industria del petróleo y gas podían acceder a este beneficio. El régimen tuvo vigencia desde el 11 de agosto de 2017 hasta el 30 de junio de 2019.

Posteriormente, 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 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. Adicionalmente, mediante el Decreto N° 99/2019, el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de la alícuota del 0% para los casos mencionados en los puntos (i) y (ii) precedentes.

Adicionalmente, mediante el Decreto N°555/2019 se estableció un régimen transitorio, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020, para la importación de consumo de ciertos bienes usados (con un máximo de 10 o 20 años

de antigüedad, según el bien de que se trate) destinados a las actividades de exploración, perforación o explotación de la industria hidrocarburífera. Podrán acceder a este régimen: (i) los sujetos inscriptos en el Registro previsto en la Resolución N°407 del 29 de marzo de 2007 de la ex SE (que fue derogada y sustituida por la Disposición N°337/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles); y (ii) quienes acrediten la provisión de bienes y servicios directamente relacionados a la actividad hidrocarburífera para alguna de las empresas inscriptas en dicho registro y que requieran para su normal desarrollo el ingreso al país de los bienes alcanzados por el Decreto. Asimismo, el Decreto establece el procedimiento para la realización de estas importaciones, las alícuotas aplicables, que en ciertos casos serán del 0%, y dispone que para estas operaciones no aplicará la tasa de estadística.

El 3 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°74/2020 mediante la cual se modificaron los requisitos que deben cumplir las empresas que realicen o procuren realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la Argentina (dispuestos por la Disposición N°337/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles) y que en consecuencia deben estar inscriptas en el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de hasta 35 años, prorrogables, para el transporte de petróleo, gas 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. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión de transporte para el petróleo, gas y los productos petrolíferos que éstos produzcan sin tener que presentarse a una licitación. El plazo de una concesión de transporte puede prolongarse por un período adicional de diez años previa solicitud al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N°27.007 que se aplica a las concesiones emitidas en o después de octubre de 2014, 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, gas 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, gas y productos petrolíferos; y (ii) construir y operar tuberías de petróleo, gas 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 titular de una concesión de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos para terceros sin discriminación alguna a cambio del pago de una tarifa. Esta obligación, sin embargo, se aplica a las concesiones de productores sólo en la medida en que los titulares de las concesiones dispongan de capacidad excedente y se encuentren expresamente subordinados a los requisitos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación de la SE respecto de los oleoductos y tuberías de productos petrolíferos que atraviesan más de una provincia, y en lo relativo a ductos que no exceden los límites de una provincia, la aprobación corresponde a la provincia respectiva. En lo relativo a los gasoductos, el ENARGAS aprueba las respectivas tarifas. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos y las instalaciones relacionadas vuelven automáticamente al gobierno nacional o provincial, según corresponda, sin pago alguno a favor del titular. Los gasoductos y sistemas de distribución vendidos en relación con la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente, según se describe más arriba.

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.

Reversiones

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 de cualquier otro tipo;
- por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la Autoridad de Aplicación o de observar las técnicas adecuadas en las operaciones;
- 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 quiebra del titular del permiso o concesión;
- por fallecimiento o fin de la existencia jurídica del titular del permiso o concesión; o
- por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros sin discriminación alguna o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para estos transportes.

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 y gas, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o al gobierno nacional, 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.

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.

Si el mercado interno ha sido suficientemente abastecido, el productor puede exportar su producción de petróleo crudo. 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.

Debido a la abrupta variación del tipo de cambio y el contexto económico y social imperante, el 16 de agosto de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°566/2019 por el cual se congelaron los precios del petróleo. En ese sentido, se estableció que, hasta el 13 de noviembre de 2019, las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deben ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de cuarenta y cinco pesos con diecinueve centavos por dólar estadounidense (Ps.45,19/US\$) y un precio de referencia del Brent de cincuenta y nueve dólares por barril (US\$59/bbl). A su vez, se dispuso un precio máximo, hasta el 13 de noviembre de 2019, para las naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustible por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio). El precio máximo es el precio que estaba vigente el día 9 de agosto de 2019. El 2 de septiembre de 2019 se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°601/2019 por el cual se modifica el Decreto de Necesidad y Urgencia N°566/2019 y establece un tipo de cambio de referencia de cuarenta y seis pesos con sesenta y nueve centavos por dólar estadounidense

(Ps.46,69/US\$). El 19 de septiembre de 2019, mediante la Resolución N°557/2019, la SE: (i) autorizó el aumento de los precios en hasta un 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y (ii) aumentó el tipo de cambio de referencia para las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local a Ps.49,30 por cada Dólar Estadounidense y mantuvo el precio de referencia Brent en US\$59 por barril. El 31 de octubre de 2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°688/2019, aumentando el tipo de cambio a cincuenta y un pesos con setenta y siete centavos por dólar estadounidense (Ps.51,77/US\$).

Asimismo, el artículo 4° del Decreto N°566/2019 estableció que las empresas productoras de hidrocarburos deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales.

En el marco del desarrollo del yacimiento hidrocarburífero de Vaca Muerta, el gobierno emitió una serie de normas. En lo relacionado al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas y fluviales, el 8 de febrero de 2019 se publicó el Decreto N°115/2019, y el 25 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución N°571/2019, que modifican el Decreto N°44/1991 y la Resolución N°357/2019 del 1 de julio de 2019 que aprueba los términos y condiciones para los interesados en obtener nuevas concesiones de transporte, y para ampliar la capacidad en concesiones vigentes. Con fecha 19 de enero de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°35/2021 que modifica la Resolución N°571/2019 al remplazar las normas particulares y condiciones técnicas para el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas y fluviales, introduciendo una nueva sección de tarifas.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°488/2020 emitido en el marco de la Ley de Solidaridad (el “Decreto 488”) reglamentando el “barril criollo”.

El Decreto 488, entre otras cuestiones, establece un precio fijo para las ventas de petróleo crudo que se concreten en el ámbito doméstico hasta el 31 de diciembre de 2020 (el “Plazo del Decreto 488”), tomando como referencia para el petróleo crudo tipo Medanita un precio de US\$45 por barril (US\$45/bbl) (el “Precio Fijo”), el cual quedará sin efecto en caso de que la cotización del “ICE Brent primera línea” supere el Precio Fijo durante 10 días consecutivos. Asimismo, se podrá ajustar el Precio Fijo para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, siendo, dicho Precio Fijo el valor de aplicación para la liquidación de regalías hidrocarburíferas. De acuerdo con lo establecido por el artículo 1 del Decreto 488 el precio fijado por el mismo no resulta aplicable desde el 26 de agosto de 2020 dado que el valor del barril del ICE Brent superó los US\$45 durante diez (10) días corridos.

Durante el Plazo del Decreto 488, el Precio Fijo, o el que eventualmente fije la Secretaría de Energía, será el utilizado para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos que hayan sido generadas en virtud de entregas de petróleo crudo en el mercado local.

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 Secretaría de Energía, 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.

Empresas Productoras

Mientras se encuentre vigente el Precio Fijo, el Decreto 488 impone obligaciones adicionales a las empresas productoras, entre las que se encuentran: (1) la obligación de sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, tomando en consideración la situación actual de contracción de la demanda local e internacional, tanto del petróleo crudo como de sus derivados, producto de los efectos del nuevo coronavirus COVID-19, (2) aplicar el mismo criterio mencionado en el punto 1 precedente en relación al sostenimiento de los contratos vigentes con las empresas de servicios regionales, (3) mantener la planta laboral que tenían al 31 de diciembre de 2019, y (4) durante el Plazo del Decreto 488, no podrán acceder al MLC (según este término se define más adelante) para la formación de activos externos ni adquirirán títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior.

Empresas refinadoras, comercializadoras e integradas

El Decreto 488 establece que, mientras se encuentre vigente el Precio Fijo, las empresas refinadoras y comercializadoras deberán adquirir el total de la demanda de petróleo crudo de productores locales, contemplando la calidad de crudo que requieran sus procesos de refinación.

Respecto a las empresas integradas, el Decreto 488 dispone que, si necesitaran realizar compras más allá de su producción propia y la de sus socios, en caso de ser aplicable, deberán efectuar dichas compras con parámetros similares a los de 2019.

Finalmente, el Decreto 488 prohíbe a las empresas refinadoras, comercializadoras e integradas importar productos que se encuentren disponibles para su venta en el mercado interno y/o respecto de los cuales exista

capacidad efectiva de procesamiento local.

Aspectos impositivos

El Decreto 488 incluye diversas medidas de carácter impositivo, entre las que se encuentran:

1. Impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono: se prevé que los incrementos de los montos fijados para este impuesto que resulten de las actualizaciones del primer y segundo trimestre surtirán efectos respecto de la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil a partir del 12 de marzo de 2021, en virtud de lo establecido en los artículos 4, 6, y 7 del mencionado Decreto 488.
2. Derechos de exportación: 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 Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía 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.

El mercado mayorista de gas natural

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 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, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte (además reglamentado por la Resolución N°1146/04, dictada el 9 de noviembre de 2004, y la Resolución N°882/05 emitida por la ex Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N°180/04, todas las ventas diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

El 22 de agosto de 2018 la SE dictó la Resolución N°104/2018, modificada por la Resolución N°9/2018, en virtud de la cual: (i) se derogan las Resoluciones N°299/98 y N°131/01 que contenían el procedimiento original para obtener un permiso de exportación, (ii) se deroga la Resolución N°265/2004, la cual había suspendido el otorgamiento de permisos bajo los citados regímenes, (iii) se deroga la Resolución N°8- E/2017 (emitida por el gobierno nacional a principios de 2017), la cual definía procedimientos especiales para otorgar permisos de exportación de gas natural que estaban sujetos a compromisos de importación, y (iv) se establecen nuevos procedimientos para obtener permisos de exportación de gas.

Con respecto al gas natural, los productores también deben haber obtenido previamente un permiso de exportación de la SE.

Posteriormente, el 24 de julio de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°417/2019 de la SE, mediante la cual: (i) se sustituyen los procedimientos para obtener permisos de exportación de gas establecidos por Resolución N°104/2018, por un nuevo procedimiento previsto por la presente Resolución; (ii) se encomienda a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles: (y) la reglamentación de los mecanismos de sustitución de energía que será de uso también para las exportaciones de gas natural bajo condición firme, y (z) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que este en riesgo la seguridad del abastecimiento interno; y (iii) se faculta a la

Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles a otorgar permisos de exportación mediante la emisión del certificado pertinente. Con fecha 29 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°506/2019 de la SE que estableció el mecanismo de compensación para el MEM por los mayores costos que tuviere que asumir el Estado Nacional derivado de mayores consumos de combustibles (gas natural importado, GNL, carbón, fueloil y gasoil) de costo superior al gas nacional que se autoriza a exportar en condición firme. Dicho sistema de compensación consiste en el establecimiento en 0,1 y 0,2 Dólares Estadounidenses por millón de BTU (US\$/MMBTU) exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía previsto para exportaciones en condición firme a la República de Chile para el período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020.

En el marco del régimen de permisos de exportación establecido en la Resolución ME N°104/2018 se otorgó a Pan American Sur S.A. ("Pan American Sur"), por Resolución de la SE N°11/2018 de fecha 21 de septiembre de 2018, un permiso de exportación interrumpible de largo plazo para exportar gas a Chile hasta el año 2020.

Por Resoluciones N°61/2018, N°86/2018, N°222/2019, N°413/2019, N°429/2019 y Certificados de Exportación emitidos en 2019, se otorgaron a Pan American diversos permisos de exportación a la República de Chile y por Resolución N°8/2019 se le otorgó un permiso de exportación a Brasil. Por último, por Resolución N°13/2019 se le otorgó un permiso de exportación con destino a Uruguay.

Posteriormente el régimen fue modificado mediante Resolución SE N° 417/2019, en el marco de la cual se otorgaron diversos Certificados de Exportación interrumpibles con destino a Chile, Uruguay y Brasil.

A través de la Resolución N°89/2016 de fecha 1° de junio de 2016 dictada por la SE modificaron las normas de despacho de gas natural establecidas en la Resolución N°1410/10 del ENARGAS a los efectos de promover la re-contratación del mercado mayorista de gas natural. Con arreglo a lo dispuesto en esta resolución, el 5 de junio de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución N°I/3833, que establece el "Procedimiento complementario para solicitudes, confirmaciones y control de gas" y el 26 de junio de 2018, ENARGAS emitió la Resolución N°124/2018, que provee un texto enmendado y modificado del régimen de despacho de gas natural. Este nuevo régimen sustituye al régimen establecido por Resolución N°I/1410 y demás regulaciones que contradigan a la nueva resolución.

Los precios en el mercado mayorista de gas natural se encuentran desregulados, sujeto a determinados condicionamientos en los suministros destinados al abastecimiento de la demanda eléctrica y para el abastecimiento de usuarios que compran gas a los distribuidores.

En el caso de la demanda destinada a generación de energía eléctrica, la Resolución N°95/2013 de la ex Secretaría de Energía monopoliza casi todas las compras realizadas a través de CAMMESA.

Con fecha 1 de agosto de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°46/2018 del ME que: (i) instruye a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica, y (ii) establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el precio del gas en boca de pozo ("PIST") para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1 de agosto de 2018.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°70/2018 de la SE, modificatoria de la Resolución N°95/2013 de la ex Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la referida Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA. Con efecto a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución N°12/2019 derogó la Resolución N°70/2018.

En el caso de la demanda destinada al abastecimiento para los usuarios que compran gas a los distribuidores, el 7 de octubre de 2016 y luego de la celebración de las audiencias públicas sobre revisión de tarifas, la SE dictó la Resolución N° 212/2016 que establece nuevos precios de gas natural y nuevos cuadros tarifarios de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y ENARSA, a instancias del MEN (actualmente la SE), suscribieron las "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes" (las "Bases y Condiciones"). Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de

reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones, hasta el 31 de diciembre de 2019, considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destacan: (i) el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición del gas; (ii) el establecimiento de los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y Condiciones; (iii) el establecimiento de penalidades ante incumplimientos de cualquier parte de su obligación de entregar gas o tomar el mismo; (iv) el establecimiento de los precios del gas, en Dólares Estadounidenses, para cada cuenca para los dos años posteriores a ello, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme a las negociaciones libres aplicables; (v) el establecimiento de pautas de pago de las compras efectuadas por las distribuidoras de gas por redes (las “Distribuidoras”) a los productores; y (vi) la asunción, por parte de ENARSA, de la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley N°25.565 (correspondientes a las zonas de menor precio de gas residencial cobrado a usuarios y consumidores), durante el período de transición.

Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y Condiciones establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes. Como consecuencia de ciertas variables macroeconómicas, los productores de gas natural y los distribuidores iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos individuales de suministro celebrados de conformidad con las Bases y condiciones para abordar dos cuestiones principales: (i) el pago por parte de los distribuidores de las deudas que surjan de las diferencias de tipo de cambio (que resultaron del tipo de cambio Dólares Estadounidenses – pesos utilizado por los distribuidores para el pago de los precios por el volumen del gas natural, tipo de cambio considerado en las tarifas del gas natural, frente al tipo de cambio que se debería haber considerado según los acuerdos de suministro, por el período de abril a septiembre de 2018) (“Deuda ER”); y (ii) los precios del gas natural para el período de octubre a diciembre de 2018.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1053/2018 por el cual, conforme su artículo 7, el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes: (i) 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina (el “BNA”) para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (“pizarra”); (ii) las cuotas serán percibidas por las distribuidoras que inmediatamente pagarán a los productores; y (iii) Distribuidoras y productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el Decreto N°1053/18 dispuso en su artículo 8 que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Adicionalmente, el mencionado Decreto facultó a ENARGAS para regular aún más las condiciones antes mencionadas.

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°72/2019 emitida por el ENARGAS, que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas, aplicable a partir del 1° de abril de 2019. La mencionada Resolución, entre otros aspectos, establece que, a los efectos del traslado del precio del gas convenido en dólares a la tarifa, el ENARGAS deberá definir el tipo de cambio aplicable en base al valor promedio del tipo de cambio vendedor del BNA (Divisa) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas. Para los volúmenes de gas sujetos a exportación, que no se encuentran cubiertos por acuerdos específicos, se aplicarán las disposiciones de la sección 9.4.2.6 del reglamento básico de la licencia de distribución y el Decreto N°1020/95, siempre que la información necesaria para los cálculos aplicables esté disponible.

Asimismo, el día 20 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°466/2019 emitida por el ENARGAS, mediante la cual se aprobó la metodología para determinar el monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N°1053/2018. La Resolución N°466/2019, modificada por Resolución N°554/2019, aprobó el modelo de solicitud de adhesión al régimen instituido por el mencionado Decreto, el cual deberá ser presentado completo hasta el 15 de octubre de 2019, por las distribuidoras y los proveedores que adhieran al régimen.

El día 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.591, que aprueba el presupuesto de la Argentina para el ejercicio 2021. Entre otras cuestiones, a partir de su sanción, la Ley N°27.591 dejó sin efecto al Decreto 1053/2018. La Sucursal promovió un reclamo administrativo previo contra el Estado Nacional por el cual se solicitó el pago del saldo de la deuda asumida por el Estado Nacional.

Finalmente, ante la abrupta variación del tipo de cambio, la SE resolvió mediante el dictado de la Resolución N°521/2019, publicada el 3 de septiembre de 2019 en el Boletín Oficial, diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020. Asimismo, dicha resolución difirió el ajuste tarifario de las distribuidoras de gas natural por variaciones de precios del gas en punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020, instancia en la cual se efectuarían las adecuaciones pertinentes a los períodos a considerar para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas por el diferimiento.

El artículo 5° de la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por un plazo máximo de 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Mediante el Decreto N°543/2020, publicado en el Boletín Oficial el 18 de junio de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional extendió el plazo para el ejercicio de las facultades dispuestas en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad relativas al congelamiento de las tarifas de gas natural y electricidad, por 180 días corridos adicionales contados desde su fecha de vencimiento original, es decir, hasta el 17 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N°94 publicada en el Boletín Oficial el 11 de marzo de 2020 deroga las Resoluciones N°(i) 421/97, (ii) 478/97 y (iii) N°830/98, modificando los requerimientos para la inscripción en el Registro de Comercializadores de Gas y aprobando un nuevo Reglamento de Comercializadoras. Las principales modificaciones introducidas por la referida resolución incluyen (i) la digitalización por completo del trámite de inscripción; y (ii) una mayor rigurosidad en la información societaria requerida para verificar el cumplimiento de las restricciones a participaciones cruzadas con transportistas y distribuidores del Artículo 34, párrafo 4° de la Ley N°24.076 y su decreto reglamentario.

Finalmente, mediante la Resolución ENARGAS N°27, publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2020, fue derogada la Resolución N°72/2019 que había establecido la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aplicable a partir del 1° de abril de 2019. De esta forma, el ENARGAS recupera el poder para revisar los costos de toda la cadena del suministro de gas. Así, en los considerandos de la referida normativa se aclara que el análisis del precio del gas que debe trasladarse a la tarifa es un elemento esencial del proceso de su determinación y el ENARGAS debe hacer un análisis de “justicia y razonabilidad” ya que no corresponde la realización de un pase a tarifa del precio del gas en boca de pozo, pues la tarifa no es el fruto de un acuerdo de partes, sino que es un acto administrativo que le corresponde dictar a la Autoridad Regulatoria.

Consideraciones adicionales sobre regímenes promocionales

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 millones durante los primeros tres 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, 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.

Conforme se describe bajo “Regímenes promocionales durante el período de emergencia” más arriba, en febrero de 2013, el Estado Nacional lanzó el Programa de Estímulo al Gas Natural, un régimen de promoción que busca un aumento en producción y reservas. Para más detalles sobre este Programa, véase “—Regímenes Promocionales Durante el Período de Emergencia”.

Posteriormente, la SE dictó la Resolución N° 97/2018, que establece un procedimiento para cancelar las compensaciones pendientes de pago en virtud del programa correspondiente al período 2017. Según la norma, las compensaciones se cancelan mensualmente en 30 cuotas iguales y consecutivas a partir de enero de 2019.

El 2 de marzo de 2017, la SE emitió la Resolución N°46-E/2017, modificada por la Resolución N°419- E/17, que creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” o “Programa de Estímulo de la Resolución 46-E”, con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de áreas no convencionales en la Cuenca Neuquina.

En virtud de este programa, vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2021, las empresas participantes deben ser titulares de Concesiones de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales ubicadas en la cuenca Neuquina (que se extiende hasta la cuenca Austral en virtud de la Resolución N° 447-E/2017) y presentar un plan de inversiones específico que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría Nacional de Recursos Hidrocarburíferos.

Las empresas tienen derecho a cobrar una compensación que se calcula como la diferencia entre el precio mínimo garantizado (fijado en: (i) US\$7,50/MMBTU para 2018, (ii) US\$7,00/MMBTU para 2019, (iii) US\$6,50/MMBTU para 2020, (iv) US\$6,00/MMBTU para 2021) y el precio promedio mensual ponderado por volumen de ventas totales de gas natural en Argentina, publicado por la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos. La Resolución 419-E/17 define las pautas consideradas por la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos para determinar el precio promedio mensual ponderado por volumen de ventas totales de gas natural en la Argentina.

La compensación en virtud del programa se calcula sobre la producción de Gas No Convencional por comercializar; esto es, el gas natural ya acondicionado para su comercialización, excluyendo los consumos internos en el yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (el precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa en el mercado local) y el precio mínimo.

La Resolución N° 419-E/2017 del MEN, de fecha 2 de noviembre de 2017, modificó en forma parcial el Programa de Estímulo de la Resolución 46-E. La resolución hace una distinción entre concesiones de explotación con una producción -medida entre junio de 2016 y julio de 2017- inferior o superior a 500.000 m3/d. Respecto de las concesiones con una producción igual o superior a 500.000 m3/d, los beneficios del Programa de Estímulo de la Resolución 46-E solamente se aplican a los volúmenes de producción superiores a la producción inicial de la concesión. En definitiva, no se otorga ningún beneficio a las concesiones que no alcanzan un promedio de producción de más de 500.000 m3/d durante cualquier período de doce meses consecutivos antes de diciembre de 2019.

De conformidad con la resolución, se paga un 88% de la compensación a la empresa con derecho a recibirla, mientras que el 12% restante se abona a las provincias donde se ubican las áreas de explotación no convencionales que forman parte del programa. Asimismo, el programa prevé pagos provisorios equivalentes al 85% de la compensación que corresponda, en función de las proyecciones de producción presentadas por la empresa participante. El primer pago provisorio debe hacerse antes del último día hábil del mes siguiente al momento en que se aprueba la incorporación de la empresa al Programa de Estímulo de la Resolución 46 E (o la aprobación de un nuevo permiso de producción en el Programa de Estímulo de la Resolución 46 E) o en febrero de 2018, según corresponda. El mencionado importe provisorio se ajusta en función de las declaraciones juradas de la sociedad que corresponda.

Con fecha 3 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°97/2018 del ME que aprueba el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, al que podrán adherir las empresas beneficiarias (el “Procedimiento”).

En el marco de dicha Resolución, cada empresa puede optar por percibir las compensaciones bajo el Procedimiento manifestando su adhesión dentro de los 20 días hábiles de la publicación de la Resolución. Para ello, se exige renunciar a todo derecho, acción, recurso y reclamo, administrativo y/o judicial, con fundamento en el Programa, con excepción de: (i) la impugnación de los actos administrativos que determinen las compensaciones que corresponden de acuerdo con el Procedimiento; y (ii) el incumplimiento de los pagos previstos bajo el Procedimiento por un monto mínimo de 3 cuotas, a opción de cada empresa beneficiaria. La determinación del monto de la deuda se realizará del siguiente modo: 85% del monto en dólares calculado según el tipo de cambio al momento de la inyección (“tipo de cambio del Programa”) y el 15% del monto en dólares pero devaluado (multiplicado por el cociente entre el tipo de cambio del Programa y el tipo de cambio correspondiente a las fechas de pago de las resoluciones de compensación ya emitidas o de la fecha de publicación de la Resolución 97/2018, según corresponda). Finalmente, la deuda comenzará a cancelarse a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales y consecutivas, en pesos al tipo de cambio promedio, indicado en la Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina (el “BCRA” o “Banco Central” indistintamente), del mes anterior a cada cuota.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual incluye, en su artículo 55, la autorización para la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta US\$1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 del Plan Gas I (conforme lo dispuesto en la Resolución N°97/2018 del ME).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución N°54/19 de la SE, que modifica parcialmente la Resolución N°97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el artículo 55 de la Ley N°27.467. Dispone, entre otras cuestiones, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de 10 días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación con los programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Conjunta N°21/19 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión, con fecha 27 de febrero de 2019, de los “Bonos Programas Gas Natural” por un monto hasta un valor nominal de US\$1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas. Dicho programa no devenga interés.

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 periodo de siete (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 periodo de cinco (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 Secretaría de Energía en el marco del Plan Gas 2020 el 24 de noviembre de 2020 y los resultados se dieron a conocer el 16 de diciembre de 2020 mediante la Resolución N°391/2020. Se le adjudicó a Pan American un volumen de suministro anual de gas de hasta 8,45 Mm³/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.

El principio subyacente del Plan Gas 2020 es que durante al menos cuatro 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 a 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.

El día 18 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía convocó a una Audiencia Pública, a través de la Resolución N°117/2021, a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan Gas que se llevó a cabo el día 15 de marzo de 2021.

Con fecha 22 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía convocó, mediante la Resolución SE 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. Dichos volúmenes fueron finalmente adjudicados a través de la Resolución N°169/2021 publicada en el Boletín Oficial el día 10 de marzo de 2021 a las empresas Pampa Energía S.A. y Tecpetrol S.A.

El día 23 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución N°125/2021, estableció los términos y condiciones aplicables a la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía bajo la modalidad de certificados de crédito fiscal en garantía electrónicos en el marco del sistema de garantías establecido en el punto 40 del anexo del Decreto N°892/2020 para asegurar el cobro de las acreencias a las productoras de gas natural. En conexión con ello, la AFIP emitió la Resolución N°4939/2021, publicada en el Boletín Oficial el día 5 de marzo de 2021, mediante la cual se estableció las pautas y procedimientos para la utilización de dichos certificados.

Programaciones MEM

Con fecha 15 de enero de 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°24/2021 por medio de la cual se aprobó la “Programación Estacional de Verano definitiva para el MEM” que había sido elevada por CAMMESA mediante la Nota N° B-153206-1 de fecha 2 de diciembre de 2020, correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2020 y el 30 de abril de 2021, calculada según los procedimientos establecidos en el Anexo I de la Resolución N°61/1992 y sus modificatorias.

Asimismo, con fecha 24 de enero de 2021, la Secretaría de Energía aprobó, mediante la Resolución N°131/2021, la “Reprogramación Trimestral de Verano definitiva para el MEM”, elevada por CAMMESA mediante la Nota N°B-154116-1 de fecha 26 de enero de 2021, correspondiente al período entre el 1 de febrero de 2021 y el 30 de abril de 2021, calculada según los procedimientos establecidos en el Anexo I de la Resolución N°61/1992 y sus modificatorias.

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 aplicable 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 transmisión 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 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N°729 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.

El Decreto N°465/2019 de fecha 5 de julio de 2019 instruyó a la SE a convocar a licitación pública nacional e internacional, a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que contemple como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto que conecte la Subzona Neuquén (en las proximidades de la localidad de Tratayén de la Provincia del Neuquén) con la localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la Ciudad de San Nicolás de los Arroyos de la Provincia de Buenos Aires. Dicha licencia permitirá un régimen de libre negociación contractual y fijación de precios de transporte por un plazo de 17 años contados a partir de la suscripción de la licencia. En ningún caso los valores que surjan de la negociación podrán ser trasladables a los cuadros tarifarios finales de los usuarios de la demanda prioritaria de gas natural. De esta forma, la SE convocó a la licitación mediante la Resolución 437/2019, y mediante la Providencia N°77786944, la SE postergó, debido a pedidos de prórroga, la fecha de apertura de sobres para el 12 de noviembre de 2019. Dicha fecha fue nuevamente postergada para marzo 2020. Finalmente, el 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución N°448/2020, derogó la Resolución N°437/2019 y ordenó a la Subsecretaría de Hidrocarburos realizar una evaluación técnica y jurídica para considerar las mejores alternativas para construir un nuevo gasoducto o ampliar la capacidad de transporte, a fin de conducir el gas natural producido en la cuenca Neuquina, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el conurbano y a los centros de consumo del Litoral.

Durante diciembre de 2020 el Decreto N°1020/2020 inició una revisión tarifaria integral para los servicios de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal. Se espera que la actual negociación tarifaria concluya dentro de dos años, siendo llevada a cabo por el ENRE y el ENARGAS respectivamente, luego de las audiencias públicas obligatorias correspondientes. La Ley de Solidaridad congeló las tarifas aplicables por un período de 180 días, que luego fue prorrogado, entre otros, por el Decreto N°1020/2020 hasta el 17 de marzo de 2021 o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del régimen tarifario de transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, facultando al ENRE y al ENARGAS a acordar el esquema tarifario transitorio hasta que lleguen a un acuerdo definitivo de renegociación.

Con fecha 21 de enero de 2021, la interventora del ENRE dictó la Resolución N°16/2021 mediante la cual dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas con el objetivo de establecer un régimen tarifario de transición hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo de renegociación, y en ese sentido, convocó a EDENOR S.A. y EDUSUR S.A. a participar del mismo conforme establece el Decreto N°1020/2020.

Asimismo, a través de la Resolución N°58/2021 publicada en el Boletín Oficial el día 9 de marzo de 2021, el ENRE instruyó a EDESUR S.A. y EDENOR S.A. a no suspender el suministro del servicio eléctrico por deudas generadas a raíz de la pandemia por el nuevo coronavirus COVID-19.

En el mismo sentido, con fecha 23 de febrero de 2021, el interventor del ENARGAS dictó la Resolución N°47/2021 por la cual convocó a Audiencia Pública que se llevó a cabo el día 16 de marzo de 2021 para poner a consideración el régimen tarifario de transición conforme establece el Decreto N°1020/2020.

Mediante la Resolución N°61/2020 publicada en el Boletín Oficial el día 29 de octubre de 2020, la Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía.

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.

Normas de comercialización de gas licuado de petróleo

La Ley N°26.020, promulgada el 9 de marzo de 2005, establece el marco legal para la industria y la comercialización de gas licuado de petróleo (“GLP”), cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía (la “Ley de GLP”). 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 Secretaría de Energía: (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 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 Ley N°26.020, (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 Secretaría de Energía pueda determinar sobre los operadores de la industria del GLP.

La Secretaría de Energía fijó, mediante varias resoluciones posteriores, los precios de referencia aplicables a ventas de envases de GLP de menos de 45 kilogramos y a ventas de GLP a granel exclusivamente a los fraccionadores de GLP. Además, la ex Secretaría de Energía aprobó el método de cálculo de la paridad de exportación de GLP que es actualizada todos los meses por la ex Subsecretaría de Combustibles.

La Disposición N°168/05 de la ex Subsecretaría de Combustibles exige que los posibles exportadores de GLP obtengan primero una autorización de la Secretaría de Energía. Al hacerlo, las empresas primero deben demostrar que la demanda local se encuentra cubierta o que se ha hecho una oferta para vender GLP a la demanda local y que la misma ha sido rechazada.

El 19 de diciembre de 2008, la Secretaría de Energía y los productores de gas natural argentinos celebraron un Acuerdo Complementario principalmente destinado a otorgar un subsidio cruzado a los consumidores de GLP de bajos ingresos. El Acuerdo Complementario se prorrogó en varias oportunidades hasta el (i) 31 de diciembre de 2010, (ii) 31 de diciembre de 2011, (iii) 31 de diciembre de 2012, (iv) 31 de diciembre de 2013, y (v) hasta el 31 de diciembre de 2014. El Acuerdo Complementario no se ha prorrogado nuevamente.

El 24 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°311/2020 (el “Decreto 311”), estableciendo que los precios máximos de referencia para la comercialización de GLP en las garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno, continuarían con los valores vigentes a la fecha de publicación del decreto en cuestión, durante 180 días. Estableciendo además, que la autoridad de aplicación debería definir los mecanismos necesarios con el fin de garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda residencial.

Precios de referencia de la cadena de comercialización de butano

El 5 de abril de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N°56-E/2017 en el Boletín Oficial, en virtud de la cual se fijaron los nuevos precios de referencia máximos para los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos bajo el “Programa Hogar” (Decreto N°470/2015 y Resolución N°49/2015 de la ex Secretaría de Energía) y modifica los precios de referencia establecidos en la Resolución N°70/2015 de la Secretaría de Energía.

El 7 de junio de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N°75/2017 en el Boletín Oficial, que modifica las normas aplicables al “Programa Hogar” y establece que el ajuste de los precios de referencia aplicables a los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg no será aplicado automáticamente en períodos trimestrales. En cambio, dichos ajustes deben hacerse según el criterio de la Subsecretaría de Hidrocarburos en su carácter de autoridad de aplicación del Programa Hogar. Además, la resolución establece que el ajuste de los precios de referencia para los productores

y fraccionadores de GLP a cuenta de la Actualización por Revisión Integral establecidos en las normas del Programa Hogar tendrá lugar únicamente después de hacer un análisis previo de las variaciones de costos y su incidencia, y teniendo en cuenta los factores, regionales, de distribución y logísticos.

La Resolución N°287-E/2017 del MEN, publicada el 1° de diciembre de 2017, estableció nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para productores de butano y propano con vigencia a partir del 1° de diciembre de 2017, e introdujo enmiendas al Anexo de la Reglamentación del Programa Hogares con Garrafa aprobado por la Resolución N°49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores por servicios complementarios de cualquier tipo, sea cual fuere su denominación, si al hacerlo se superan los precios máximos de referencia y las desviaciones máximas permitidas.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N°5/2018 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinados a la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano; con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

Con fecha 7 de mayo de 2019 se publicó la Disposición N° 34/2019 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano para la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano, a partir del 1 de abril de 2018.

El día 3 de noviembre de 2020, mediante Resolución N°73/2020, la Secretaría de Energía modificó la metodología prevista en el Apartado VI del Anexo de la Resolución N°49/15 de la Secretaría de Energía, y sus modificaciones. Asimismo aprobó la asignación de aportes y cupos de GLP butano y propano para el año 2020 en el marco del Programa Hogares con Garrafas (el “Programa Hogar”).

Adicionalmente, mediante la Resolución N° 30/2020, publicada en el Boletín Oficial el 19 de octubre de 2020, la Secretaría de Energía modificó: (i) los precios máximos de referencia para los productores de butano y propano de uso doméstico envasado en garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos; (ii) el precio máximo de referencia del GLP envasado en garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos para los fraccionadores, distribuidores y comercializadores de GLP, actualizando los valores establecidos en los Anexos I y II de la Resolución N° 70/15 y sus modificaciones; y (iii) el monto del subsidio para los beneficiarios del Programa Hogar.

Refinación del segmento de *midstream* y comercialización del segmento de *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 Secretaría de Energía, 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 Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía 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 ex Secretaría de Energía.

La Resolución N°419/1998 de la Secretaría de Energía, 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 Secretaría de Energía establece que los combustibles líquidos y el petróleo crudo solamente pueden ser comprados y vendidos por empresas registradas en 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 y la Resolución N°1879/2005 de la Secretaría de Energía establecen que los contratos

de suministro celebrados entre las refinerías y los operadores de estaciones de servicio no pueden extenderse más allá: (i) de 8 años para las nuevas estaciones de servicio; y (ii) de 5 años para renovaciones y prórrogas de contratos anteriores.

En virtud de la Resolución N°1283/2006 de la Secretaría de Energía, 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 SE 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.

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 Emisora 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;
- Código Penal; y
- Código Civil y Comercial de la Nación, 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 complemente esas leyes y reglamentaciones de índole nacional.

En lo particular, la Compañía está sujeta a la Resolución N°105/92 dictada por la ex Secretaría de Energía, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental (“EIA”) ante la ex Secretaría de Energía y, en todo caso, antes de dar inicio a cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo o gas, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la ex Secretaría de Energía. 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, incluyendo, sin carácter restrictivo, aquellas que rigen en materia de venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos y Estudios de Impacto Ambiental.

Habida cuenta de 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 Prospecto, las cuales están sujetas a cambios.

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.

En septiembre de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional reglamentó ciertos aspectos de la citada ley a través del Decreto N°1638/2012, en virtud del cual se establecieron dos posibles tipos de coberturas: el Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva y el Seguro de Responsabilidad por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva. A su vez, dispuso las pautas que la Superintendencia de Seguros de la Nación deberá seguir al elaborar planes de seguro que brinden la cobertura prevista en el artículo 22 de la Ley N°25.675. El mencionado decreto establece también que: (i) corresponde a las aseguradoras, en función de los criterios de determinación aplicables previstos en la Resolución N°1398/2008 adoptada por la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, determinar el monto mínimo asegurable de entidad suficiente para ofrecer la cobertura prevista en dicho artículo 22 de la Ley N°25.675, y (ii) las aseguradoras deben realizar un estudio de la situación ambiental inicial a fin de relevar el riesgo y detectar daños preexistentes, denominado “nivel de complejidad ambiental” (“NCA”). El NCA se calcula aplicando una fórmula polinómica, desarrollada en la Resolución N° 1639/2007 emitida por la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. De acuerdo con los valores de la NCA, el riesgo se divide en tres categorías, considerándose “actividades riesgosas para el ambiente” a aquellas identificadas en las categorías 2 y 3 que corresponden a una complejidad ambiental media o alta, respectivamente.

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.

Impuestos

Impuesto a las Ganancias

La Sucursal está alcanzada por el impuesto a las ganancias bajo el criterio de renta mundial. Los impuestos efectivamente pagados a fiscos extranjeros pueden ser utilizados como créditos fiscales contra el impuesto a las ganancias de Argentina en la medida de la obligación de tributar impuestos en Argentina sobre los ingresos de fuente extranjera que están 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.

De conformidad a lo previsto por las reformas introducidas por la Ley N°27.430, la Ley N°27.468 y las regulaciones emitidas consecuentemente, sólo se admite el ajuste por inflación sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC en los siguientes casos: (a) para las inversiones o adquisiciones de activos efectuadas en los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 (b) sobre los activos existentes al cierre del ejercicio fiscal finalizado el 30 de diciembre del año 2017, si se paga el impuesto especial por el revalúo de bienes de uso, y (c) generalmente, si se verifica un porcentaje de variación del IPC, calculado desde el inicio y hasta el cierre de cada ejercicio, superior al 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer período fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2018, respectivamente. Sin embargo, la Ley de Solidaridad estableció que el ajuste por inflación positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primero y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, que se deba calcular en virtud de verificarse los supuestos antes mencionados, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes.

Los quebrantos impositivos pueden ser trasladados a períodos futuros por un lapso de cinco ejercicios fiscales.

La alícuota corporativa del impuesto a las ganancias es del 30% por los ingresos devengados en los ejercicios económicos 2018 y 2019, y del 25% por los ingresos devengados a partir del ejercicio 2020 en adelante. Sin embargo, el artículo 48 de la Ley de Solidaridad suspendió la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley N°27.430 hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30%.

La distribución de las ganancias de la Sucursal está sujeta a una retención impositiva del 7% en concepto de las ganancias devengadas en los ejercicios económicos 2018 y 2019, y del 13% por las ganancias devengadas a partir del ejercicio 2020 en adelante. Sin embargo, debido a la suspensión de la reducción de la alícuota corporativa, la retención será del 7% hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 (inclusive).

El Poder Ejecutivo argentino ha enviado al Congreso de la Nación un proyecto de ley que modifica las alícuotas impositivas mencionadas estableciendo una alícuota corporativa que varía entre el 25% y el 35%, en función de la renta neta de la Entidad Argentina (según este término se define más adelante), y una retención adicional del 7% cuando las Entidades Argentinas distribuyan dividendos o beneficios generados a partir del 1 de enero de 2018.

Las transacciones entre la Sucursal y partes relacionadas en el extranjero están alcanzadas por la normativa de precios de transferencia.

Argentina tiene 20 tratados para evitar la doble imposición actualmente en vigencia (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Reino de los Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza y Reino Unido).

La Ley N°19.640 que establece que se exime del pago de todo impuesto nacional que pudiere corresponder por hechos, actividades u operaciones que se realizaren en el Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, o por bienes existentes en dicho Territorio, se encuentra suspendida desde el año 2012. Mientras no estuvo suspendida, era aplicable a las actividades llevadas a cabo oportunamente en la Isla por Pan American Sur y Pan American Fuego S.A.

Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

Las ventas de bienes muebles ubicados en Argentina y los servicios prestados en Argentina, las importaciones de mercaderías a Argentina y los servicios prestados en el extranjero y utilizados en 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 a la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”).

La alícuota estándar es del 21%, pero existe una tasa reducida del 10,5% para algunas ventas y servicios, tales como las ventas de activos fijos en tanto y en cuanto éstos se encuentren incluidos en un listado adjunto a la Ley N°20.631, y sus modificatorias, 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 deben tributar IVA sólo si son definitivas. Las importaciones temporarias están exentas de IVA, pero las mercaderías importadas deben ser re-exportadas en un lapso de 3 años. Las exportaciones están

exentas de IVA.

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.

El IVA debe ser originado en la compra, la construcción o la fabricación de activos sujetos a amortización (salvo los automóviles) que el contribuyente no pudo recuperar al cabo de 6 períodos fiscales mensuales pueden ser reembolsados. La exigencia es que dichos activos aún pertenezcan al contribuyente en el momento del reembolso.

Impuesto a 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 los 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 a los Ingresos Brutos

El impuesto a los ingresos brutos grava los ingresos brutos obtenidos del ejercicio habitual de una actividad económica en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires. Se trata de un impuesto provincial y cada provincia tiene su propia legislación, pero las provincias han firmado un convenio multilateral que sienta las reglas para la asignación de la base imponible entre ellas.

Este impuesto es de aplicación a todas las etapas de la cadena comercial y el importe pagado en concepto de impuesto sobre los ingresos brutos no es susceptible de ser usado como crédito. La alícuota impositiva depende de la provincia y de la actividad.

Impuesto de sellos

El impuesto de sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso que se celebren en la Ciudad de Buenos Aires o en una provincia de la Argentina, o que produzcan efectos en ellas.

El impuesto de sellos se aplica sobre el valor económico de los acuerdos escritos que se celebren en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires, tanto en el caso de que dicho acuerdo se firme en dicha jurisdicción como en el caso de que dicho acuerdo tenga efecto en dicha jurisdicción. Es un impuesto provincial por lo que cada provincia tiene su propia legislación y la tasa aplicable varía en cada jurisdicción, siendo la base imponible el valor económico de los actos y/o acuerdos que se están ejecutando. En principio, los acuerdos que tienen efectos fuera del territorio provincial no están alcanzados por este impuesto.

De acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, los contratos instrumentados mediante “carta oferta” no se encuentran alcanzados por este impuesto.

Impuesto sobre los combustibles líquidos y 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. 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 siguiente tabla:

Concepto	Impuesto sobre los combustibles líquidos Impuesto (en Ps. por litro)	Impuesto al dióxido de carbono Impuesto (en Ps. por litro)
Nafta sin plomo, hasta 92 RON	20,798	1,274
Nafta sin plomo, de más de 92 RON	20,798	1,274
Nafta virgen	20,798	1,274
Gasolina natural o de pirólisis	20,798	1,274
Solvente	20,798	1,274
Aguarrás	20,798	1,274
Gasoil	12,826	1,463
Diesel	12,826	1,463
Kerosene	12,826	1,463

Concepto	Impuesto sobre los combustibles líquidos Impuesto (en Ps. por litro)	Impuesto al dióxido de carbono Impuesto (en Ps. por litro)
Fuel oil	N/A	0,481
Coque de petróleo (por Kg.)	N/A	0,517
Carbón Mineral (por Kg.)	N/A	0,398

Estos montos son ajustados por inflación trimestralmente. El Ministerio de Economía de la Nación, en diversas oportunidades desde octubre de 2019, ha postergado tales aumentos. Sin embargo, los mismos fueron actualizados en diversas oportunidades. Entre el 12 de marzo de 2021 y el 30 de mayo de 2021 serán aplicables los montos indicados en la tabla anterior.

El impuesto se suma al importe facturado en el momento de la primera venta; el contribuyente debe pagar estos impuestos sobre los combustibles mensualmente comercializados.

La ley establece las siguientes exenciones: (i) exportaciones, (ii) ventas de combustibles a la Patagonia, (iii) ventas de combustibles que serán usados como materia prima para otros combustibles imponibles, y (iv) ventas de biocombustibles. La venta de gasoil, diésel y kerosene en la Patagonia se encuentra sujeta a una tasa más baja.

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 y el gas.

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 en boca de pozo se calcula sobre el volumen y el precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de tratamiento, transporte y almacenamiento y otras deducciones. Asimismo, durante el Plazo del Decreto 488, el Precio Fijo, o el que eventualmente fije la Secretaría de Energía, será el utilizado para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos que hayan sido generadas en virtud de entregas de petróleo crudo en el mercado local. Para mayor información véase “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.

Adicionalmente, 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. En este sentido, el Decreto 488 estableció que los hidrocarburos se encontrarían alcanzados por el pago de derechos de exportación a una tasa del 0% en caso de que el ICE Brent Primera Línea tuviese un valor igual o menor que US\$45, y los derechos de exportación estarán alcanzados a una alícuota del 8% si tal precio es igual o superior a US\$60. En caso de que el Precio Internacional sea superior al Valor Base (US\$45) e inferior al Valor de Referencia (US\$60) la alícuota se determinará mediante una fórmula. Para mayor información véase “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.

El cargo por regalías irrogado en Argentina se contabiliza como costo de producción. Con arreglo a la Ley de Hidrocarburos, todo el petróleo y el gas 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 “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.

II. FACTORES DE RIESGO

Antes de tomar la decisión de efectuar una inversión, los potenciales compradores deben considerar detenidamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y sus objetivos de inversión, toda la información contenida en este Prospecto, en particular los factores de riesgo descritos a continuación. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras que operan en países con economías de mercados emergentes, tales como Argentina, que al invertir en títulos de emisoras que operan en Estados Unidos y algunas otras jurisdicciones.

Riesgos relacionados con la Argentina

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

Sustancialmente todas las operaciones, bienes y clientes de la Compañía 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 de 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 Compañía.

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 Interno Bruto (el “PBI”) real de Argentina creció un 2,7% en 2015, disminuyó un 2,1% en 2016, creció un 2,7% en 2017, disminuyó un 2,5% en 2018, disminuyó un 2,2% en 2019 y disminuyó un 9,9% en 2020. Para más información véase “—Riesgos relacionados con la Argentina— La pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, y las medias tomadas por el gobierno para limitar la expansión del virus, están teniendo un impacto significativo en la economía global y de la Argentina”.

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 del gobierno; (vi) los niveles de deuda pública del gobierno; (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 Argentina, véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—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 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; (iii) controles de precios; (iv) incrementos salariales obligatorios; (v) impuestos, y (vi) la intervención del gobierno en el sector privado.

Las elecciones generales presidenciales y legislativas en Argentina tuvieron lugar el 27 de octubre de 2019, y de ellas resultó vencedora la fórmula del Frente de Todos para ocupar los cargos en el Poder Ejecutivo Nacional, compuesta por Alberto Fernández y Cristina Fernández de Kirchner, quienes asumieron los cargos de presidente y vicepresidente, respectivamente, el 10 de diciembre de 2019. En cuanto a los resultados legislativos, el Frente de Todos logró conservar la mayoría en la Cámara de Senadores mientras que Juntos por el Cambio logró retener la mayoría en la Cámara de Diputados. En octubre de 2021 se celebrarán elecciones legislativas en la Argentina, en las cuales se elegirá un tercio de la cámara de Senadores y la mitad de los de la Cámara de Diputados. La incertidumbre política en Argentina con respecto a las políticas que pueda adoptar el gobierno en el futuro podría provocar una mayor volatilidad y afectar negativamente a la economía argentina. Para mayor información sobre las medidas recientemente adoptadas por el gobierno nacional, véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—f) Reseña y perspectiva operativa y financiera—1. Resultado Operativo—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino.*”

El gobierno podrá implementar cambios en las políticas y regulaciones actuales o mantener las existentes. La incertidumbre política en Argentina respecto de las medidas adoptadas y que podría adoptar el gobierno en el

futuro podría causar volatilidad en los precios de mercado de los títulos de las emisoras argentinas, y en su caso generar un efecto sustancialmente adverso en la economía o en la habilidad de la Argentina de cumplir con sus obligaciones, lo que podría afectar la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La Emisora no puede asegurar que los acontecimientos en la Argentina y en el mundo, incluyendo sin carácter limitativo, los acontecimientos y las medidas que deban ser adoptadas en relación al nuevo coronavirus COVID-19, no impactarán o no afectarán de manera alguna las condiciones macroeconómicas, políticas, financieras, regulatorias o sociales del país y, en consecuencia, que no afectarán los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sucursal. Para mayor información, véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Tendencias*” y “*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal—e) Cambios significativos*”, en este Prospecto.

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

Argentina continúa enfrentando altas presiones inflacionarias. El INDEC informó que en 2017 el incremento del IPC fue del 24,8%, mientras que el aumento del índice de precios internos al por mayor (“IPIM”) fue del 18,8%. En 2018, el INDEC registró una variación del IPC de 47,6% con respecto al año 2017 mientras que el aumento del IPIM para el mismo período fue del 73,5%. En 2019, el INDEC registró una variación del IPC del 53,8% con respecto al año 2018 mientras que el aumento del IPIM para el mismo período fue del 58,5%. Durante 2020, el INDEC registró un aumento del IPC del 36,1% y un aumento del 35,4% del IPIM. En enero y febrero de 2021 el IPC aumentó un 4% y 3,6% respectivamente, mientras que en el mismo período el IPIM aumentó un 5,6% y 6,1% respectivamente.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno de crear condiciones que impulsen el crecimiento. 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, lo cual 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 existentes hasta 2015 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 2015, el peso perdió aproximadamente 52% de su valor con respecto al dólar estadounidense, incluyendo una depreciación del 37,3% durante el último trimestre de 2015, principalmente concentrada en el mes de diciembre cuando el gobierno anterior flexibilizó las restricciones cambiarias. En 2017, 2018, 2019 y 2020, el peso se depreció 15,6%, 50,7%, 36,6% y 29%, respectivamente, con respecto al dólar estadounidense. Al 29 de marzo de 2021, el tipo de cambio vendedor del dólar divisa del BNA era de Ps.91,9100 por Dólar Estadounidense.

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

Entre 2011 y de 2015, el gobierno argentino mantuvo e incrementó controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las normas existentes al 2011, más las reglamentaciones establecidas en 2012 que sujetaron otras operaciones cambiarias a la previa aprobación por parte de las autoridades impositivas argentinas o del Banco Central, restringieron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de las personas físicas y las entidades del sector privado. Estas medidas también incluyeron

restricciones informales que limitaban la compra de moneda extranjera por parte de residentes y empresas locales a través del mercado de cambios para realizar pagos al exterior, tales como dividendos y pagos de importaciones de bienes y servicios. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento total a mediados de 2017. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios, los cuales 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. El 27 de diciembre de 2019, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6854 que dispone que los controles de cambios implementados bajo el texto ordenado de la Comunicación “A” 6844 (según fuera modificada, complementada y/o reglamentada de tiempo en tiempo) continuarán vigentes de forma indefinida luego del 31 de diciembre de 2019 (la “Comunicación “A” 6844”).

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 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 nuevos controles véase la sección “*Información Adicional—Controles de cambio*” en este Prospecto.

Con el objeto de fortalecer las reservas internacionales del Estado nacional y reducir la volatilidad en el mercado de cambios, en mayo de 2018, el gobierno nacional inició conversaciones formales con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) para obtener respaldo financiero. En junio de 2018, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un acuerdo *stand-by* con Argentina y realizó el primer desembolso por un monto de US\$15.000 millones. En septiembre de 2018 el gobierno argentino anunció un nuevo acuerdo técnico con el FMI que preveía un incremento del monto total disponible en el marco del acuerdo *stand-by* a US\$57.100 millones hasta 2021 (el “Acuerdo con el FMI”). El 12 de julio de 2019, el FMI concluyó la cuarta revisión de la evolución económica de Argentina en el marco del Acuerdo con el FMI; la conclusión de la revisión permitió a las autoridades del FMI desembolsar US\$5.400 millones, elevando el monto total de desembolsos efectuados desde junio de 2018 a US\$44.100 millones. En septiembre de 2019 el FMI suspendió un desembolso adicional de US\$5.400 millones previsto bajo el Acuerdo con el FMI como consecuencia de la situación económica. Adicionalmente, luego de las elecciones presidenciales, la nueva administración anunció su intención de renunciar al tramo remanente de US\$11 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI y de renegociar los términos del mismo. En agosto de 2020 las autoridades del FMI y del gobierno argentino anunciaron que la Argentina solicitó formalmente el inicio de conversaciones para renegociar los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI. A la fecha de este Prospecto continúan las negociaciones entre el FMI y el gobierno argentino. Para más información véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Negociaciones con el FMI*” en este Prospecto.

Las reservas internacionales del Estado Nacional ascendían a US\$39.610 millones al 25 de marzo de 2021. Sin perjuicio de ello, las futuras medidas del gobierno argentino podrían reducir el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central.

La disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por la Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país

La recuperación económica de la Argentina desde la crisis de 2001 y 2002 ocurrió en el contexto de un significativo aumento en los precios internacionales de los principales bienes exportables del país, tales como la soja y otras oleaginosas.

Los altos precios de los *commodities* (tales como la soja) contribuyeron al aumento de los ingresos por exportaciones argentinas desde el tercer trimestre de 2002, y al incremento de los ingresos fiscales del gobierno argentino, principalmente producto de los ingresos por las retenciones a las exportaciones de tales productos. Sin embargo, a principios de 2015, los precios internacionales de los *commodities* agrícolas, que comprenden las principales exportaciones de productos básicos de la Argentina comenzaron a caer, lo que afectó negativamente los ingresos fiscales y el crecimiento económico del país.

Si los precios internacionales de los *commodities* agrícolas disminuyen producto de, entre otras cuestiones, una recesión internacional generalizada, la economía de Argentina podría verse negativamente afectada, generando un impacto negativo sobre los ingresos fiscales del gobierno, inclusive en su capacidad de cancelar su deuda, y sobre la disponibilidad de divisas. Asimismo, la producción agrícola, que representa una fuente importante de los ingresos por exportaciones de la Argentina, podría verse negativamente afectada debido a condiciones climáticas adversas.

Cualquiera de estos sucesos podría afectar negativamente a la economía del país y, como resultado, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

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

En diciembre de 2001, Argentina incumplió en el pago de su deuda soberana. En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en situación de incumplimiento desde fines de 2001. A través de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró más del 92% de su deuda elegible. En abril de 2016, luego de una serie de acciones judiciales iniciadas por los bonistas de Argentina, el gobierno argentino canceló sustancialmente toda la deuda en *default* remanente.

Por otra parte, el 12 de febrero de 2020 el Congreso aprobó la Ley N°27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera (la “Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública”) que otorgó al Poder Ejecutivo Nacional amplios poderes para reestructurar la deuda pública emitida bajo ley extranjera, a fin de poder realizar cualquier acto necesario para completar el proceso, entre otros, (i) emitir nuevos títulos de deuda con el objeto de modificar el perfil de vencimientos de intereses y capital; (ii) determinar las épocas, plazos, métodos y procedimientos para la emisión de los nuevos títulos; (iii) designar asesores financieros como coordinadores y colocadores (cuyas comisiones no podrán exceder el 0,1% del monto efectivamente canjeado y/o reestructurado); y (iv) designar agencias calificadoras de riesgo y otros agentes necesarios. Adicionalmente, el 12 de febrero del 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°141/2020 se dispuso la postergación unilateral de la amortización de capital de los “*Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual 2020*” hasta el 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo así el devengamiento de intereses, pero no interrumpiendo el pago de los intereses ya devengados, ni tampoco alcanzando al pago de los bonos, en caso de tenencias, por un valor nominal igual o inferior a US\$20.000, siempre que la tenencia esté registrada al 20 de diciembre de 2019 a personas humanas, que los conservan bajo su titularidad a la fecha de pago.

En el marco de la Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública, el gobierno de Argentina presentó ante la SEC una propuesta de reestructuración de parte de su deuda pública denominada en moneda extranjera bajo ley extranjera por un monto de US\$65 mil millones. Las negociaciones con los acreedores continuaron y la referida propuesta fue varias veces modificada y prorrogada. Adicionalmente, con fecha 1 de junio de 2020, la Asociación Internacional de Swaps y Derivados (ISDA por sus siglas en inglés) decidió aprobar la activación de los pagos bajo los Credit Default Swaps sobre la deuda externa argentina por US\$1.500 millones, luego de que el 22 de mayo de 2020, la Argentina incumpliera un pago por US\$503 millones correspondientes a pagos de intereses del Bono Global 2021, 2026 y 2046.

Sin embargo, el 3 de agosto de 2020 el gobierno argentino informó que se llegó a un principio de acuerdo entre el gobierno argentino y los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores, que poseerían aproximadamente el 60% de los bonos elegibles en circulación, que les permitirá a los miembros de los tres grupos de acreedores apoyar la propuesta de reestructuración de deuda de la Argentina y otorgarle al país un alivio de deuda significativo (el “Acuerdo Preliminar”).

De conformidad con el Acuerdo Preliminar, entre otras mejoras, el gobierno argentino ajustó algunas de las fechas de pago contempladas para los nuevos bonos establecidas en la propuesta presentada por la Argentina ante la SEC aumentando el valor de la propuesta para los acreedores. El 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que obtuvo consentimientos por aproximadamente el 99% de los bonos elegibles en circulación, y el 4 de septiembre de 2020 se produjo el cierre del mencionado canje y la entrega de los nuevos bonos a sus tenedores. En el futuro, Argentina podría verse impedida de pagar los servicios de su deuda y podría, nuevamente, verse impedida de acceder a los mercados u otras fuentes de financiación o podría volver a atravesar un proceso de reestructuración de deuda.

Adicionalmente, durante el mes de agosto de 2020, autoridades del FMI y del gobierno argentino anunciaron que la Argentina planea solicitar formalmente el inicio de conversaciones para renegociar los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI. Con fecha 26 de agosto de 2020, el FMI publicó el Comunicado de Prensa N°20/287, en virtud del cual el FMI informó la solicitud del gobierno argentino de iniciar negociaciones sobre un nuevo programa respaldado por el FMI. A la fecha de este Prospecto continúan las negociaciones entre el FMI y el gobierno argentino. Para más información véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Negociaciones con el FMI*” en este Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, el Ministerio de Economía se encuentra en negociaciones con el FMI para la reestructuración de los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI y existe incertidumbre respecto de cuál será el resultado y éxito de dicho proceso; la situación económica internacional y/o las percepciones de los inversores

respecto de la solvencia del país podrían restringir el acceso en el futuro o aumentar significativamente los costos de endeudamiento, limitando la capacidad del gobierno de promover el crecimiento económico. El acceso limitado o más oneroso a la financiación internacional para el sector privado también podría afectar los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría socavar los negocios y la confianza de los inversores

El gobierno nacional ejerce un control sustancial sobre la economía y podría incrementar su nivel de intervención en ciertas áreas de la economía, incluso mediante la regulación de las condiciones del mercado y los precios.

En el pasado reciente, el gobierno nacional aumentó el nivel de intervención en la economía, incluso a través de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles cambiarios y restricciones a los flujos de capitales. Por ejemplo, en 2008, el gobierno nacional absorbió y reemplazó el anterior sistema previsional mixto privado por un régimen previsional de reparto. Como resultado, todos los recursos administrados por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas, incluso las grandes participaciones de capital en una amplia gama de sociedades que se encuentren listadas, han sido desde entonces administrados por la ANSES. Asimismo, en 2012, el gobierno nacional expropió las acciones de Repsol en YPF, la mayor compañía de petróleo y gas de argentina, aumentando así su influencia en el sector energético. Adicionalmente, en 2014, el gobierno nacional sancionó una ley que habilita al gobierno nacional para intervenir en ciertos mercados en tanto considere que cualquier parte del mercado intenta imponer restricciones de precios o abastecimiento en el mercado. Esta ley se aplica a todos los procesos económicos vinculados a bienes, instalaciones y servicios que, directa o indirectamente, satisfacen las necesidades básicas de la población (denominados “bienes de la canasta básica”), y otorga amplias facultades al organismo de aplicación competente para que intervenga en dichos procesos. Adicionalmente, en el marco de la emergencia sanitaria declarada por el brote del nuevo coronavirus COVID-19 en la Argentina, el gobierno ha dictado diversas medidas a fin de evitar el deterioro de la economía, incluyendo la congelación de precios de las locaciones y de tarifas, y la prohibición de despidos. Para más información véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*”. Adicionalmente, en marzo de 2020, el gobierno nacional dispuso la intervención del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y del ENARGAS. Recientemente, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N°690/2020 que, entre otras cuestiones, modifica el marco normativo actual de las telecomunicaciones estableciendo que: (1) los servicios de las tecnologías de la información y las comunicaciones (“TIC”) y el acceso a las redes de telecomunicaciones para y entre licenciarios y licenciarias de servicios TIC son servicios públicos esenciales y estratégicos en competencia; (2) serán aplicables nuevas reglas para la fijación de precio de tales servicios; y (3) el servicio de telefonía móvil en todas sus modalidades será un servicio público. Adicionalmente, el referido decreto suspendió cualquier aumento de precios o modificación de los mismos, establecidos o anunciados desde el 31 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2020 por los licenciarios TIC. Posteriormente el gobierno argentino autorizó que se realicen aumentos específicos para los meses de enero, febrero y marzo de 2021.

En el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La presión del gobierno o los trabajadores requiriendo aumentos salariales y/o beneficios adicionales podría afectar negativamente las condiciones comerciales del país

En el pasado, el gobierno argentino ha aprobado leyes y normas por las cuales se ha obligado a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, han sido objeto de fuertes presiones ejercidas por trabajadores y organizaciones gremiales para que brinden aumentos salariales y otros beneficios. En gran parte en respuesta la inflación, el gobierno anterior aumentó en diversas oportunidades el salario mensual mínimo. En este sentido, la Resolución del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil N°4/2020 dispuso el aumento del salario mínimo vital y móvil escalonado de la siguiente forma: (i) Ps.18.900 a partir del 1° de octubre de 2020; (ii) Ps.20.587,50 a partir del 1° de diciembre de 2020; y (iii) Ps.21.600 a partir del 1° de marzo de 2021. Adicionalmente, el gobierno nacional ha dispuesto diversas medidas para atenuar el impacto de la inflación y la fluctuación del tipo de cambio en los salarios. Para una descripción de las recientes medidas del gobierno nacional véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*” en este Prospecto. Debido a los elevados índices de inflación, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, continúan experimentando fuertes presiones para un mayor incremento de los salarios.

El 13 de diciembre de 2019, la nueva administración, a través de un decreto de necesidad y urgencia N°34/2019 declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, plazo que fue sucesivamente

prorrogado. Mediante Decreto 39/2021 de fecha 22 de enero de 2021, se amplió hasta el 31 de diciembre de 2021 la emergencia pública en materia ocupacional. Durante el plazo de vigencia del decreto, en caso de despido sin justa causa, el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente. Adicionalmente, el Decreto 39/2021 dispone que en ningún caso el monto total de la duplicación podrá exceder un tope máximo de Ps.500.000.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, tal como la Ley de Contratos de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cuestiones, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo.

La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no adoptará medidas en el futuro por las que se exija a los empleadores un aumento de salarios y/o el otorgamiento de beneficios laborales o que los empleados de la Emisora y/o las organizaciones gremiales no presionarán directamente para obtener dichos aumentos. Dichos aumentos podrían dar lugar a un incremento de los gastos operativos de la Emisora y, por ende, podrían afectar negativamente los resultados de sus operaciones.

Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual podría dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina

Entre 2007 y 2015, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, experimentó un proceso de grandes reformas institucionales y metodológicas que dieron lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales. A pesar de las recientes reformas implementadas por el gobierno nacional, la credibilidad del IPC y asimismo de otros índices publicados por el INDEC se ha visto afectada.

Los informes publicados por el FMI indicaron que su personal utilizó indicadores alternativos de inflación a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos datos producidos por fuentes privadas, que informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC desde 2007- 2015. El FMI también censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente, conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En el mes de enero de 2016, el gobierno nacional declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Como resultado, el INDEC difundió ciertas cifras oficiales de comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI revisadas para los años 2011-2015. En noviembre de 2016, los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

La Emisora no puede asegurar a los inversores que el gobierno no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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 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 Argentina en 2009. La actual pandemia de COVID-19 ha tenido, y sigue teniendo, un impacto significativo en la economía mundial y en las economías de los países de América Latina, cuyo impacto total no se puede predecir con exactitud a la fecha de este Prospecto.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“MERCOSUR”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto. Adicionalmente, a la fecha del presente Prospecto, el acuerdo aún no se encuentra vigente, estando pendiente su aprobación por las respectivas autoridades aplicables.

En el pasado, las economías de los mercados emergentes 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 de los mercados emergentes, 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.

Adicionalmente, en marzo de 2020, tras el fracaso en las negociaciones sobre los precios del petróleo entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la “OPEP”) y Rusia, el precio del petróleo cayó un 30%, lo que representa la mayor reducción de precio del petróleo crudo desde 1991.

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 Argentina y, en consecuencia, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, y las medidas tomadas por el gobierno para limitar la expansión del virus, están teniendo un impacto significativo en la economía global y de la Argentina

En diciembre de 2019, la Organización Mundial de la Salud (“OMS”) detectó una neumonía originada en Wuhan, Provincia de Hubei, China (COVID-19, causada por un nuevo coronavirus), la cual fue caracterizada en marzo de 2020 como una pandemia por la OMS.

Los gobiernos de todo el mundo, incluyendo los gobiernos de América Latina, tomaron medidas extraordinarias para frenar la propagación del nuevo coronavirus COVID-19. En tal sentido, a partir de marzo de 2020, con el objetivo de prevenir la propagación y mitigar los efectos del nuevo coronavirus COVID-19 en la economía argentina, el gobierno argentino tomó una serie de medidas extraordinarias, incluyendo, entre otras: el establecimiento de cuarentenas obligatorias, cierre de fronteras y restricciones de viaje, cierre de instituciones públicas y privadas, controles de precio y la prohibición de despidos sin causa; para mayor información sobre las medidas dictadas en la Argentina, véase “*Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*”, “*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal—e) Cambios significativos*”, y “*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal—1. Resultado Operativo—Información sobre Tendencias*” en este Prospecto.

Los efectos a largo plazo en la economía mundial y la economía argentina del nuevo coronavirus COVID-19, son difíciles de evaluar y/o predecir e incluyen riesgos para la salud y la seguridad de los ciudadanos, así como la reducción de la actividad económica, lo que a su vez podría dar lugar a una disminución de los ingresos y un aumento de los gastos del gobierno argentino. No está claro si estos desafíos e incertidumbres disminuirán o se resolverán, y qué efectos pueden tener en las condiciones políticas y económicas mundiales a largo plazo. Adicionalmente, no podemos predecir cómo será la evolución de la pandemia en la Argentina, ni las restricciones adicionales que podrían ser implementadas.

Las medidas implementadas por el gobierno argentino hasta ahora han dado lugar a una importante desaceleración de la actividad económica que afectó aún más negativamente al crecimiento económico en 2020 y posiblemente en 2021, en un grado que no podemos cuantificar a la fecha de este Prospecto. Debido a que la actividad de la Sucursal es considerada esencial, las operaciones de la Sucursal no se vieron significativamente afectadas hasta ahora, aunque toda medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar el brote de la pandemia del nuevo coronavirus COVID-19 podría tener un efecto adverso a largo plazo en la economía argentina, lo que podría

afectar de forma negativa los negocios, resultados y la condición financiera de la Sucursal.

Riesgos Relacionados con la Industria del Petróleo y Gas

Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a considerable regulación

Históricamente, la industria del petróleo y gas en Argentina ha estado controlada significativamente por el gobierno argentino, a través de la titularidad de las empresas estatales comprometidas en dichas actividades. A principios de la década de 1990, el gobierno argentino redujo el nivel de regulación y privatizó grandes sectores de la industria del petróleo y gas llevando a una creciente participación de empresas privadas. Independientemente de esta reducción en la regulación y el control general de la industria, el sector del petróleo y el gas se encuentra aún sujeto a una considerable regulación e intervención gubernamental. Estas regulaciones se relacionan, entre otras cuestiones, con la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles sobre la producción y exportaciones, exigencias sobre inversiones, aspectos tributarios, controles de precios y cuestiones de índole ambiental. Como resultado, los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones políticas y regulatorias imperantes en la Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por cambios políticos y regulatorios en la Argentina. La Compañía no puede asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán negativamente al sector hidrocarburífero. En forma similar, la Compañía no puede asegurar a los inversores que las políticas gubernamentales futuras no afectarán negativamente la industria del petróleo y gas.

La Compañía puede enfrentar riesgos y desafíos en relación con la regulación y control gubernamental del sector energético, incluyendo los contemplados a continuación y en otros párrafos de esta sección de factores de riesgo:

- limitaciones en la capacidad de la Compañía de aumentar los precios locales o de reflejar los efectos de incrementos en impuestos internos, aumentos de costos de producción o incremento de los precios internacionales del petróleo crudo y otros combustibles hidrocarburíferos y las fluctuaciones de tipos de cambios sobre los precios internos de la Compañía;
- nuevos aranceles a las exportaciones o impuestos similares;
- la implementación de precios mínimos y/o de precios máximos en el mercado hidrocarburífero;
- restricciones sobre los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos motivados principalmente por la exigencia de satisfacer la demanda interna;
- riesgos relacionados con la política del gobierno argentino de brindar absoluta prioridad a la demanda interna, y disposiciones regulatorias de abastecer de gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista interno en volúmenes superiores a los previamente contratados;
- cambios en los programas de compensación e incentivo establecidos por el gobierno para la industria del petróleo y gas;
- regulaciones ambientales más exigentes, entre ellas iniciativas de legislación y regulaciones relativas a los hidrocarburos de gas y petróleo no convencionales y *offshore* que podrían aumentar los costos de las actividades comerciales de la Compañía u ocasionar demoras y afectar negativamente las operaciones de la Compañía;
- la implementación o imposición de exigencias más estrictas en cuanto a calidad para los productos de petróleo en Argentina; y
- restricciones a la importación de productos que puedan afectar la capacidad de la Compañía de llevar a cabo sus planes de crecimiento.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o las interpretaciones adversas de dichas leyes y reglamentaciones por parte de las autoridades judiciales o administrativas no afectarán negativamente los negocios, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.

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 Compañía

Las medidas adoptadas por el gobierno argentino han impactado en los precios internos de los productos de petróleo y gas, 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 continúan estando sujetos a reglamentaciones del gobierno, teniendo en cuenta principalmente los precios del gas para consumidores

residenciales, que están sujetos a intervención gubernamental y subsidios. En mayo de 2020, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 488, que estableció un Precio Fijo para la venta de petróleo crudo en el mercado doméstico, el cual estuvo vigente hasta el 26 de agosto de 2020; para más información véase “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto. Con respecto al mercado del gas natural, los precios del gas natural en Argentina siguen estando sujetos a la regulación gubernamental, principalmente los precios del gas para los consumidores residenciales.

El gobierno ha adoptado 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 23 a los Estados Financieros Anuales (según este término se define más abajo).

Los cambios o demoras en la implementación de estos programas gubernamentales o la efectiva recepción de los pagos resultantes de los mismos pueden tener un efecto negativo significativo sobre los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las empresas de hidrocarburos. Los precios que la Compañía puede obtener por sus productos de hidrocarburos y la compensación recibida a partir de los programas compensación e incentivo patrocinados por el gobierno afectan la viabilidad de inversiones en 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 los programas de compensación e incentivo tienen, y medidas análogas adoptadas por el gobierno argentino en el futuro podrían tener, un efecto adverso 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 Compañía en el pasado, y podrían afectarlos en el futuro

En los últimos tiempos, el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que restringieron ampliamente las exportaciones de hidrocarburos y de productos relacionados desde Argentina, lo que ha inhibido la capacidad de los productores locales, incluida la Compañía, de beneficiarse con los mayores precios de estos productos en los mercados internacionales o regionales. La Ley de Hidrocarburos permite las exportaciones de petróleo en la medida en que no sean necesarios para el mercado local. En el caso del gas natural, la Ley N°24.076 y las reglamentaciones relacionadas requieren que se tomen en consideración las necesidades del mercado local al autorizar las exportaciones de gas natural. Si bien se ha levantado la suspensión de solicitudes de exportación que estaba vigente desde el año 2004 y existe una nueva regulación que habilita solicitudes de exportación firmes de largo plazo, las autorizaciones de exportación otorgadas a la fecha han sido todas otorgadas con carácter interrumpible.

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Compañía, requieren actualmente la autorización previa de la Secretaría de Energía de la Nación 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 Compañía 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 Compañía

En el pasado, los aranceles sobre las exportaciones de hidrocarburos impidieron a las empresas beneficiarse de importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo.

Si bien el gobierno argentino había eliminado los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos, incluido el petróleo crudo, en septiembre de 2018 fueron restaurados al 12%, con un umbral de Ps.3 o Ps.4 por dólar dependiendo del producto. Adicionalmente, el artículo 52 de la Ley de Solidaridad, entre otras cuestiones, estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho

por ciento del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*). Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional podrá fijar alícuotas inferiores, según lo establecido en dicha normativa.

La Compañía 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, gas y productos de petróleo relacionados pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía

Los precios internacionales y regionales del petróleo y gas 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 relacionados son: los acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente; 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 y productos relacionados; la competencia de otras fuentes de energía; reglamentaciones de gobiernos locales y extranjeros; condiciones climáticas; y conflictos globales y locales o actos de terrorismo.

Adicionalmente, recientemente se experimentó una fuerte volatilidad en el precio del petróleo, generada por, entre otros factores, un cambio en la dinámica de las relaciones entre los miembros de la OPEP, y la incertidumbre generada por el brote y expansión de la pandemia del nuevo coronavirus COVID-19. Como resultado de estas acciones, el precio internacional del barril Brent fluctuó de 51,3 US\$/bbl el 6 de marzo de 2020 a 17,6 US\$/bbl el 22 de abril de 2020. Al 30 de marzo de 2021 el precio internacional del barril Brent era de 63,71 US\$/bbl.

Con el objetivo de disminuir el efecto negativo del nuevo coronavirus COVID-19 y sus consecuencias sobre los niveles de inversión y actividad, con la meta de intentar mantener la producción en los volúmenes del año 2019 a fin de asegurar el autoabastecimiento de hidrocarburos a nivel nacional, y procurar que no se vean afectadas las economías regionales, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto 488 que, entre otras cuestiones, estableció un Precio Fijo para las entregas de petróleo crudo en el mercado local que estuvo vigente hasta el 26 de agosto de 2020. Para más información véase “—Riesgos Relacionados con la Emisora— La pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, y las medias tomadas por el gobierno para limitar la expansión del virus, están teniendo un impacto significativo en la economía global y de la Argentina”, “Antecedentes Financieros de la Sucursal— Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino” e “Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina” en este Prospecto.

La Compañía 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.

Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo, gas y productos refinados podría hacer que la Compañía 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 Emisora 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 y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se produce el agotamiento de las reservas, dependiendo el porcentaje de disminución de las características del reservorio. Por ende, las reservas probadas disminuyen a medida que se producen. Las estimaciones de reservas probadas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos y pautas de estimación y revelación de reservas de petróleo y gas emitidas por la SEC. Las estimaciones de reservas probables y posibles fueron preparadas utilizando metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. La ingeniería de reservas de petróleo y gas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo y gas 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 y gas de la Compañía 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 Compañía. Entre los factores susceptibles de ser controlados por la Compañía 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 Compañía y la interpretación de dichos datos; el rendimiento de producción de los reservorios de la Compañía y las tasas de recuperación, que dependen en gran medida de las tecnologías disponibles así como de la capacidad de la Compañía de implementar dichas tecnologías y el correspondiente *know-how*; la selección de terceros con los que la Compañía puede celebrar negocios y la exactitud de las estimaciones de la Compañía 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 Compañía se incluyen los siguientes: cambios en los precios del petróleo y gas natural existentes que podrían tener un efecto sobre la magnitud de las reservas probadas de la Compañía (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 Compañía tiene derechos.

En consecuencia, las estimaciones de reservas son con frecuencia significativamente diferentes a las cantidades de petróleo y gas 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 incertidumbre sobre la posibilidad de la Compañía de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

El éxito futuro de la Compañía dependerá, entre otras cuestiones, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas.

La Compañía enfrenta ciertos desafíos con el propósito de reemplazar sus reservas probadas por otras categorías de hidrocarburos. Sin embargo, la revisión técnica integral y continua de sus yacimientos de petróleo y gas le permite a la Compañía identificar oportunidades para revitalizar los yacimientos maduros y optimizar nuevos desarrollos de yacimientos en las cuencas argentinas con el objeto de lograr resultados similares a los alcanzados por los yacimientos maduros en otras regiones del mundo (que han logrado factores de recuperación significativamente superiores con la aplicación de nueva tecnología). La Sucursal no puede asegurar que sus actividades de exploración y desarrollo en el futuro resulten exitosas, que pueda lograr la implementación de su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que se encuentre en condiciones de explotar económicamente dichas reservas. Dichas circunstancias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La intensa competencia en la industria del petróleo y gas, incluyendo la competencia de empresas hidrocarburíferas estatales, puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

La industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. Pan American compete con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y en otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que la Compañía y, como consecuencia, pueden hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, podrían entrar en operación en el futuro otras fuentes competitivas de energía. En consecuencia, Pan American prevé que la competencia en el sector de petróleo y gas continuará siendo altamente competitiva o aumentará, y esto podría tener un efecto adverso sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Asimismo, las condiciones del sector del petróleo y gas de Argentina se ven influenciadas en gran medida por las políticas implementadas por YPF, la mayor productora de petróleo y gas y refinadora y distribuidora de productos relacionados del país. Asimismo, desde la expropiación de YPF en 2012, YPF se convirtió en el objetivo de inversores extranjeros y locales que vieron en esta compañía con participación estatal un socio comercial con un sólido respaldo del gobierno. Ello podría dar lugar a la participación de YPF en licitaciones para la obtención de concesiones en el sector del petróleo y el gas, impulsada por las condiciones favorables que presenta la empresa estatal en relación con el resto de los competidores, lo cual podría afectar en forma negativa a las compañías del sector y en última instancia al negocio, 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 Compañía de aumentar la producción de petróleo y gas y podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

La capacidad de la Compañía para explotar económicamente sus reservas de petróleo y gas depende, entre otros

factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar el petróleo y el gas producidos por la Compañía hasta los mercados en los que se venden, así como de las reglamentaciones que pueden limitar el uso de dicha infraestructura. Comúnmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas comúnmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o de infraestructura adecuada o alternativa de almacenamiento o carga, o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de gas de largo alcance puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal.

Los riesgos operativos relativos a la exploración, y producción y refinación de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y las actividades de refinación se encuentran sujetas a peligros, riesgos e incertidumbres, incluidos los que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Compañía están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas, incluyendo, estallidos, incendios, explosiones, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes, daños a equipos, daño ambiental, gastos de saneamiento y reparación, y responsabilidad civil y administrativa, alteración del transporte, roturas de tuberías y otros derrames. Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que son productivos pero no producen suficiente utilidad neta como para derivar ganancias después de cubrir los costos de perforación, costos operativos y otros. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de perforación, terminación y costos operativos. Por otra parte, la operación por parte de la Compañía de plantas de recolección, compresión y tratamiento de gas, instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, se hallan sujetas a todos los riesgos inherentes en general a dichas operaciones. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos puede impedir que la Compañía recupere su inversión inicial y puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Compañía depende de la actividad de perforación para incrementar sus niveles de producción, y dichas actividades de perforación podrían no ser exitosas

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y las actividades de refinación se encuentran sujetas a peligros, riesgos e incertidumbres, incluidos los que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Compañía están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas, incluyendo estallidos, incendios, explosiones, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes, daños a equipos, daño ambiental, gastos de saneamiento y reparación, y responsabilidad civil y administrativa, alteración del transporte, roturas de tuberías y otros derrames. Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que son productivos pero no producen suficiente utilidad neta como para derivar ganancias después de cubrir los costos de perforación, costos operativos y otros. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de perforación, terminación y costos operativos. Por otra parte, la operación por parte de la Compañía de plantas de recolección, compresión y tratamiento de gas, instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, se hallan sujetas a todos los riesgos inherentes en general a dichas operaciones. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos puede impedir que la Compañía recupere su inversión inicial y puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las actividades de la Compañía incluyen la perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales, como la extracción de shale gas y tight gas, que presentan riesgos específicos

Las operaciones de la Compañía incluyen actividades de perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales, tales como el *shale gas* y *tight gas* de baja permeabilidad en la formación Vaca Muerta. La capacidad de perforación y desarrollo en estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los *commodities*, los costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Además, como la Compañía no tiene amplia experiencia en la perforación y explotación de reservas de gas no convencionales, la perforación y explotación de tales reservas de gas no convencionales depende de la capacidad de la Compañía para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal u otro tipo de respaldo necesario para la extracción o de obtener financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Asimismo, la industria del petróleo y gas natural no convencional ha evidenciado un significativo incremento de nuevas tecnologías tendientes a mejorar

todos los aspectos de las operaciones. El desarrollo y uso de nuevas tecnologías se ha acelerado posiblemente como resultado de la reciente caída extendida en los precios de los *commodities*, forzando a las compañías a encontrar nuevas formas de producir petróleo y gas natural en forma eficiente. Si bien dichas tecnologías en última instancia pueden mejorar, y comúnmente mejoran, las operaciones, producción y rentabilidad, la utilización de dichas tecnologías, especialmente en sus fases tempranas, puede dar lugar a consecuencias inesperadas y problemas operativos, generando consecuencias negativas.

La perforación offshore y las actividades marítimas presentan riesgos específicos

La perforación *offshore* y las actividades marítimas presentan ciertos riesgos adicionales a los inherentes en las actividades de petróleo y gas convencional *onshore*, que podrían afectar negativamente el nivel de producción, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía. Las operaciones *offshore* y marítimas de la Compañía están sujetas a riesgos específicos, entre ellos zozobra, varada, colisión y pérdida por condiciones meteorológicas severas. Las unidades de perforación de la Compañía podrían dañarse por vientos fuertes, mar turbulento o condiciones inestables en el lecho marino que podrían forzar a la Emisora a restringir sus operaciones por períodos de tiempo largos hasta tanto se reparen los daños, lo cual podría afectar adversa y negativamente los negocios, resultados de las operaciones y la condición financiera de la Sucursal.

La Compañía podría no ser socia operativa en todos los joint ventures u otros consorcios en los que participa, y las medidas adoptadas por los operadores de dichos joint ventures u otros consorcios podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

La Compañía, en general, lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en un área particular mediante la celebración de un contrato con terceros para participar en *joint ventures* u otros consorcios. En virtud de los términos y condiciones de estos contratos, una de las partes asume el rol de operador del *joint venture*, y por lo tanto asume responsabilidad por la ejecución de todas las actividades previstas en el contrato de *joint venture* o de producción. Bajo algunos de estos contratos, la operación de las áreas es asumida por los socios de la Compañía y no por ella. Si bien la Compañía procura garantizar que las normas operativas de sus socios coincidan con las propias, tiene un control limitado o no tiene control alguno sobre la operación de estas áreas.

En forma adicional, en el supuesto de que cualquiera de sus socios decidiera rescindir la relación respecto de un *joint venture* u otros consorcios o vender su participación, la Compañía podría no estar en condiciones de sustituir a dicho socio o de obtener la financiación necesaria para adquirir la participación de dicho socio. En consecuencia, la incapacidad de la Emisora para resolver desacuerdos con sus socios y mantener *joint ventures* u otros consorcios podría afectar adversamente su capacidad de llevar adelante las operaciones subyacentes, lo cual, a su vez, podría afectar adversamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La regulación ambiental, de salud y seguridad podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía, como las de otras compañías en el sector de petróleo y gas, están sujetas a una amplia gama de leyes y reglamentaciones ambientales, de salud y seguridad en los países en los que opera, que rigen, entre otras cuestiones, la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de productos de petróleo y sustancias peligrosas, la emisión y liberación de materiales al medio ambiente, el manejo de residuos, las características y composición de la nafta, gasoil y otros combustibles y el monitoreo, reporte y control de emisiones de gas de efecto invernadero. Estas leyes y reglamentaciones poseen un impacto sustancial sobre sus operaciones y podrían dar lugar a efectos adversos significativos para sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial. Las operaciones de la Compañía podrían generar derrames, descargas y otras liberaciones de petróleo y otras sustancias peligrosas al medio ambiente.

Es posible que la Compañía no pueda cumplir en todo momento con las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Asimismo, Argentina ha adoptado regulaciones que exigirán que las operaciones de la Compañía cumplan normas ambientales más estrictas. Asimismo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia la exigencia más estricta de las leyes existentes, lo cual podría aumentar el costo de la Compañía de llevar a cabo sus negocios o afectar sus operaciones en cualquier área. Por ejemplo, la Compañía está sujeta a la Resolución N°478/09 del MEN, modificada por las Resoluciones N°5/2016 y N°558/2019, que establecen las especificaciones de azufre requeridas. La Compañía, como resultado de lo previsto en dicha regulación, se ha comprometido a ampliar su refinería de forma tal de cumplir con las especificaciones de la misma. No puede asegurarse que la Compañía no incurrirá en mayores costos en relación con las leyes y regulaciones ambientales en el futuro. En la medida en que Pan American incurra en gastos para cumplir con dichas leyes y regulaciones ambientales que superen sus gastos históricos en estos rubros, o el cumplimiento requiera que cierre la producción, podría existir un efecto adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

El cambio climático podría afectar los resultados operativos y la estrategia de la Compañía

El cambio climático presenta nuevos desafíos y oportunidades para el negocio de la Compañía. La adopción de regulaciones ambientales más estrictas podría generar costos asociados con las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”), resultantes de requerimientos de organismos del gobierno relacionados con iniciativas de atenuación u otras medidas regulatorias tales como impuestos a las emisiones de GEI y la creación del mercado de limitaciones sobre emisiones de GEI que tengan el potencial de incrementar los costos operativos de la Compañía.

Los riesgos asociados con el cambio climático podrían asimismo traducirse en dificultades en el acceso al capital por cuestiones de imagen pública con inversores; los cambios en el perfil de consumo, con un menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como la creciente electrificación en la movilidad urbana. Estos factores podrían tener un efecto negativo en la demanda de los productos y servicios de la Sucursal.

Las concesiones, licencias y acuerdos de producción de la Compañía podrían cancelarse, lo que podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía

Los términos de las concesiones, licencias y acuerdos de producción en el marco de los cuales opera la Compañía requieren que el operador cumpla con requisitos especificados y mantenga criterios mínimos de calidad y servicio, así como efectuar ciertas inversiones mínimas. El incumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras acciones del gobierno. Asimismo, en ciertos casos, las concesiones o licencias de la Compañía podrían ser rescindidas o revocadas. Aunque la Compañía entiende que en el pasado ha cumplido y actualmente se encuentra cumpliendo en todos los aspectos sustanciales con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción, no puede asegurar que estará en condiciones de cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción en el futuro. La extinción, revocación o imposibilidad de obtener prórrogas de concesiones o licencias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

La autorización para operar una refinería está sujeta a ciertas condiciones y podría no ser renovada

La Resolución N°419/1998 de la Secretaría Nacional de Energía, con sus modificatorias, requiere que las refinerías se encuentren inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, Sección Empresas Elaboradoras y/o Comercializadoras, sujeto al cumplimiento de determinados recaudos técnicos y financieros. Las operadoras de refinerías deben renovar su inscripción ante el Registro de Empresas Petroleras en forma anual. En virtud de lo dispuesto por la Resolución SE N°419/1998, la inobservancia en cualquier aspecto significativo de las pautas y condiciones indicadas precedentemente podría dar lugar a la no renovación de la inscripción como refinería autorizada.

Asimismo, la refinería de la Sucursal deberá cumplir con nuevos requisitos regulatorios futuros tendientes a reducir significativamente el contenido de azufre en enero de 2020 y enero de 2024, en cumplimiento de la Resolución N°5/16 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del MEN, modificada por la Resolución N°558/19 y N°576/19 ambas de la SE. Como parte de su plan de ampliación, en los últimos años, la refinería de Campana de la Emisora ha sido sucesivamente modernizada, y la Emisora prevé continuar modernizando la refinería y las instalaciones relacionadas incorporando nuevos procesos destinados a cumplir con especificaciones de productos locales más exigentes y cumplir con especificaciones ambientales más estrictas para productos refinados.

La ausencia de disponibilidad de seguros y el aumento de los costos de los seguros podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a diversas amenazas, habituales en el sector de gas y petróleo, tales como explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otros accidentes relacionados con la polución, peligros marítimos y catástrofes naturales. La Compañía podría experimentar graves interrupciones de las operaciones o un aumento significativo de los costos en que ésta deba incurrir. Para protegerse de estos peligros, la Compañía mantiene una cobertura de seguro contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra su totalidad. Asimismo, la cobertura de seguros de la Compañía está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos pueden verse superados significativamente por sus obligaciones. Es posible que la Compañía no esté en condiciones de mantener u obtener los tipos de seguros deseables a precios razonables. En algunos casos, ciertos seguros podrían no estar disponibles, existir sólo por montos de cobertura reducidos o contener exclusiones que podrían limitar nuestra cobertura en algunos eventos (véase, “—Riesgos Relacionados con la Argentina— La pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, y las medidas tomadas por el gobierno para limitar la expansión del virus, están teniendo un impacto significativo en la economía global y de la Argentina”). El hecho de que la Compañía incurriera en una responsabilidad considerable por la cual no esté asegurada en su totalidad podría originar un efecto sustancial adverso en los negocios, los resultados de sus operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

Podría producirse un desfase de tiempo importante entre un accidente de gran magnitud, un evento catastrófico o un ataque terrorista y la recuperación definitiva obtenida en virtud de las pólizas de seguro. Asimismo, cualquiera de los eventos mencionados podría dar lugar a efectos adversos sobre la demanda energética de algunos de sus clientes y consumidores en general en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

El programa de seguros de la Compañía incluye varios aseguradores. Las alteraciones de los mercados financieros globales han generado un deterioro de la situación patrimonial de muchas entidades financieras, incluidas las aseguradoras. La Compañía no tiene conocimiento en la actualidad de información alguna que podría indicar que cualquiera de sus aseguradoras o reaseguradoras podría no hacerse cargo en caso de un siniestro cubierto. No obstante, en el supuesto de que la Compañía no pueda obtener un seguro o si el costo del seguro mantenido por la Compañía aumenta significativamente, la Emisora podría asumir mayores riesgos no asegurados en sus operaciones o los gastos generales relacionados con seguros podrían incrementarse sustancialmente.

Riesgos Relacionados con la Emisora

Una porción significativa de las reservas de la Compañía se encuentra en una sola área, Cerro Dragón

La Compañía depende en gran medida del área de Cerro Dragón, dado que el 91,6% de la producción de petróleo de la Compañía en 2020 y el 43,5% de su producción de gas natural en el año 2020 provino del área Cerro Dragón, ubicada en las Provincias del Chubut y Santa Cruz, y el 75,6% de las reservas probadas totales de la Compañía al 31 de diciembre de 2020 también se encontraban en dicha área. Así, cualquier intervención estatal o alteración de la producción de la Emisora debido a factores fuera de su control o cualquier otro hecho adverso significativo en sus operaciones en esta área tendría un efecto sustancial adverso en sus negocios, sus resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Emisora opera una refinería

Las operaciones de *downstream* de la Sucursal, y en gran medida sus operaciones de *upstream*, dependen de una refinería, que actualmente está siendo ampliada y modernizada. Cualquier parada de la refinería, planificada o no, o cualquier falla mecánica o de otro tipo en la refinería de la Sucursal, ya sea temporaria o permanente, podría tener un efecto negativo significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. Planes futuros para modernizar la refinería de Campana podrían demorarse, modificarse o resultar infructuosos.

La ampliación de la refinería de Campana fue sustancialmente finalizada durante 2019. Sin perjuicio de ello, continuamos actualizando y mejorando los procesos con el objetivo de cumplir con la demanda de los mercados que abastecemos. Si bien hacemos todo lo que está a nuestro alcance para planificar y ejecutar en forma adecuada mejoras a la refinería de Campana, algunos factores, incluidos aquellos ajenos a nuestro control o inesperados podrían demorar o afectar en forma adversa la realización de tales proyectos.

La Sucursal no puede excluir la posibilidad de que ocurran sobrecostos de capital o las demoras de programación como resultado de desafíos inesperados, incluida la disponibilidad, programación y costo de materiales y personal calificado.

La Sucursal ha experimentado ciertas paradas de planta programadas y no programadas relacionadas con la implementación de procesos de actualización a la refinería. Por otra parte, algunos insumos requeridos para la implementación de actualizaciones a la refinería, así como la contratación de algunos contratistas, deben obtenerse fuera de la Argentina y las importaciones de dichos bienes y servicios o su pago en moneda extranjera se encuentran sujetos a los controles cambiarios actualmente vigentes, y podrían estar sujetos a restricciones adicionales impuestas por el gobierno argentino. Podrían producirse complicaciones o demoras imprevistas en la implementación de una o más etapas de proyectos de actualización de la refinería o podría identificarse la necesidad de trabajos adicionales que insuman más tiempo, mayores inversiones y esfuerzos que los previstos. Los factores descriptos anteriormente, entre otros, podrían demorar tales planes, o forzar a la Compañía a modificar o abandonar tales proyectos, lo cual podría afectar en forma adversa el incremento esperado de su capacidad de refinación en la refinería de Campana. La Sucursal no puede garantizar que proyectos de actualización de la refinería se efectúen en la forma programada, dentro del presupuesto estimado, o que el proyecto no requerirá ser modificado.

Planes futuros para modernizar la refinería de Campana podrían demorarse, modificarse o resultar infructuosos

La ampliación de la refinería de Campana fue sustancialmente finalizada durante 2019. Sin perjuicio de ello, continuamos actualizando y mejorando los procesos con el objetivo de cumplir con la demanda de los mercados

que abastecemos. Si bien hacemos todo lo que está a nuestro alcance para planificar y ejecutar en forma adecuada mejoras a la refinería de Campana, algunos factores, incluidos aquellos ajenos a nuestro control o inesperados podrían demorar o afectar en forma adversa la realización de tales proyectos.

La Sucursal no puede excluir la posibilidad de que ocurran sobrecostos de capital o las demoras de programación como resultado de desafíos inesperados, incluida la disponibilidad, programación y costo de materiales y personal calificado.

La Sucursal ha experimentado ciertas paradas de planta programadas y no programadas relacionadas con la implementación de procesos de actualización a la refinería. Por otra parte, algunos insumos requeridos para la implementación de actualizaciones a la refinería, así como la contratación de algunos contratistas, deben obtenerse fuera de la Argentina y las importaciones de dichos bienes y servicios o su pago en moneda extranjera se encuentran sujetos a los controles cambiarios actualmente vigentes, y podrían estar sujetos a restricciones adicionales impuestas por el gobierno argentino. Podrían producirse complicaciones o demoras imprevistas en la implementación de una o más etapas de proyectos de actualización de la refinería o podría identificarse la necesidad de trabajos adicionales que insuman más tiempo, mayores inversiones y esfuerzos que los previstos. Los factores descritos anteriormente, entre otros, podrían demorar tales planes, o forzar a la Compañía a modificar o abandonar tales proyectos, lo cual podría afectar en forma adversa el incremento esperado de su capacidad de refinación en la refinería de Campana. La Sucursal no puede garantizar que proyectos de actualización de la refinería se efectúen en la forma programada, dentro del presupuesto estimado, o que el proyecto no requerirá ser modificado.

Algunos acuerdos que celebró la Compañía con los gobiernos nacional y provincial la exponen a sanciones

La rescisión o revocación de cualquiera de los permisos otorgados a la Compañía, la falta de obtención de la prórroga de dichos permisos, o la imposición de multas u otras penalidades administrativas por causa del incumplimiento de sus obligaciones bajo acuerdos que la Compañía haya celebrado con los gobiernos nacional y provincial podrían tener un efecto adverso significativo sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. Asimismo, la Sucursal no puede garantizar que no se impondrán obligaciones adicionales de inversión, pagos por penalidad u otros requisitos con el objeto de mantener u obtener prórrogas de los permisos vigentes.

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

La actividad de la Compañía 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. La capacidad de la Compañía 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 Compañía 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 Compañía podrían aumentar en caso de un incremento en las tasas de interés de 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.

La relación de la Compañía con las autoridades federales y provinciales es clave para su negocio

A causa de la naturaleza de sus negocios, la Compañía tiene una amplia relación con las autoridades federales y provinciales en los lugares donde opera. Si bien considera que sus relaciones con las autoridades competentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas en el futuro, lo cual podría afectar negativamente su negocio y los resultados de sus operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o demorar las solicitudes de prórroga actuales o futuras, o pretender imponer pagos iniciales inesperada o desproporionalmente altos u obligaciones adicionales significativas a la Emisora al negociar las renovaciones de las concesiones o los permisos o por otra causa.

La Compañía podría ser objeto de medidas de parte de los sindicatos de trabajadores

Muchas de las operaciones de la Compañía requieren de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores. Los sectores en los que opera la Compañía se encuentran ampliamente sindicalizados. Al 31 de diciembre de 2020, 62% de los empleados de tiempo completo y contratados pertenecían a sindicatos.

Si bien la Compañía considera que sus relaciones actuales con sus empleados son buenas, la Compañía no puede

asegurar que no experimentará interrupciones o suspensiones laborales en el futuro, y dichas medidas podrían tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Por ejemplo, entre junio y julio de 2012, hubo protestas y confrontaciones en el yacimiento de Cerro Dragón. Un grupo disidente asociado a una de las ramas de la Unión de Obreros de la Construcción vandalizó y destruyó algunos de los equipos de la Compañía, lo que provocó una interrupción temporal de la producción.

La Compañía terceriza una serie de actividades a través de contratistas con el fin de mantener una base de costos flexibles que permita mantener una base de costos menores y al mismo tiempo responder más ágilmente al mercado cambiante. Si bien la Compañía cuenta con políticas estrictas en relación con las obligaciones laborales y de la seguridad social de sus contratistas, la Compañía no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en busca de una indemnización de parte de la Compañía, invocando ciertas decisiones de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual se prestan los servicios, bajo ciertas circunstancias. Si la Compañía no pudiera obtener un fallo favorable sobre dichos reclamos, los resultados de sus operaciones podrían verse adversamente afectados.

Las huelgas, las interrupciones, los piquetes, entre otros tipos de conflictos con el personal afiliado al sindicato, podrían afectar las operaciones de la Sucursal y generar mayores costos, generando un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones.

Si bien la Compañía espera que la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal califique como una reorganización libre de impuestos bajo la ley argentina, la AFIP es quien definirá cuál será el tratamiento impositivo de dicha operación

El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió todos sus activos y pasivos a la Sucursal, siguiendo los procedimientos establecidos en la Ley N°11.867 de Argentina (transferencia de fondo de comercio). Estos procedimientos incluyeron, entre otros actos, publicaciones en boletines oficiales y diarios de amplia circulación, así como la oportunidad de los acreedores de Axion Argentina de realizar oposiciones. Las partes firmaron un contrato de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018 y, el 1 de abril de 2018, se consumó la transferencia, y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente integradas con la Sucursal. Adicionalmente, el 3 de abril de 2018, las partes presentaron el acuerdo definitivo de transferencia de fondo de comercio ante la CNV a los efectos de su registración ante el Registro Público correspondiente, lo que ocurrió con fecha 12 de noviembre de 2018.

Si bien la Compañía considera que se han cumplido o se cumplirán todos los requisitos para la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal a fin de que califique como una reorganización libre de impuestos, no es posible asegurar que la AFIP u otra autoridad competente no adoptarán una interpretación diferente. Si la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal no calificase como una reorganización libre de impuestos, la Sucursal podría verse obligada a rectificar sus declaraciones juradas de impuestos, lo que tendría un impacto adverso sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

El desempeño de la Compañía depende en gran medida de la posibilidad de contratar y retener personal clave

El desempeño actual y futuro de la Compañía, la implementación exitosa de su estrategia y la operación de sus negocios dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados altamente idóneos. La capacidad de la Compañía de continuar confiando en estas personas clave depende de su éxito para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y personal técnico con las aptitudes y la experiencia necesarias. La Compañía no puede asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser dificultoso e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y/o la situación patrimonial de la Emisora.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a riesgos sociales

Las actividades de la Compañía están sujetas a riesgos sociales, incluidas protestas de las comunidades vecinas a algunas de las operaciones de la Compañía. Si bien la Compañía 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, lo cual podría afectar de manera adversa su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Sucursal depende en gran medida de su marca “AXION energy”

La Sucursal depende de la marca “AXION energy” para sus productos refinados y sus estaciones de servicio minoristas. Si ocurriera algún hecho que generara una publicidad negativa con respecto a su marca, sus clientes, podrían recurrir a otros productos o estaciones de servicio alternativas, lo cual afectaría negativamente sus

negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Compañía podría ser pasible de daños y perjuicios en base a reclamos interpuestos por sus clientes o bien podría perder clientes debido a la falta de cumplimiento de ciertas especificaciones de calidad de sus productos

Los productos que la Compañía vende deben cumplir con ciertas especificaciones de calidad. Si algunas de las medidas de control de calidad de la Compañía fallaran, ésta podría abastecer a sus clientes productos que no cumplieran con tales especificaciones. Un incidente de este tipo podría dar lugar a reclamos por daños y perjuicios causados por sus productos o impactar en su capacidad de retener a sus clientes actuales o de adquirir nuevos, lo cual podría afectar negativamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables

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

No es posible garantizar que se desarrollará un mercado para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación, los inversores podrían experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podrían ser incapaces de venderlas o de venderlas a un precio atractivo. Asimismo, si se mantiene un mercado, las Obligaciones Negociables podrían negociarse con descuento respecto del precio de negociación inicial, dependiendo de las tasas de interés y las caídas y la volatilidad en los mercados de títulos similares y en la economía en general, así como por cualquier cambio en la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. La Emisora no puede asegurar esto, ya sea por motivos relacionados o no relacionados con la Emisora. Si no se desarrolla y mantiene un mercado de negociación activo, el valor de mercado y la liquidez, y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables podrían verse significativa y adversamente afectados.

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 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 Argentina y generar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

El tratamiento impositivo que recibirán los tenedores de las Obligaciones Negociables en ciertas jurisdicciones puede determinar la aplicación de retenciones sobre los rendimientos obtenidos en virtud de las Obligaciones Negociables

Recientemente se ha introducido en la Argentina una reforma impositiva integral que, entre otras cuestiones, prevé 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 se encuentran listadas en el decreto reglamentario de la 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 la Emisora no abonará Montos Adicionales a dichos tenedores. Para mayor información, véase “*Información Adicional—Carga Tributaria*” del Prospecto y “*Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables— Montos Adicionales*” en el presente. Como consecuencia de ello, las Obligaciones Negociables podrían experimentar liquidez reducida, lo cual podría afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de las Obligaciones Negociables.

Los actuales y futuros controles cambiarios y restricciones a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de repatriar o transferir al exterior su inversión en las Obligaciones Negociables

En 2001 y 2002, la Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias, limitando significativamente la capacidad de las empresas de conservar divisas o realizar pagos al exterior. Asimismo, en el último trimestre de 2011 se dictaron nuevas reglamentaciones que limitaron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de personas humanas y entidades del sector privado. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento total a mediados de 2017.

Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el acceso al Mercado Libre de Cambios (el “MLC”) para el pago y remisión de dividendos en moneda extranjera al exterior, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

Adicionalmente, la nueva normativa cambiaria requiere conformidad previa del Banco Central para el acceso al MLC: (i) por parte de no residentes por montos superiores al equivalente a US\$100 mensuales, por parte de personas humanas residentes por montos superiores a US\$200 (a través de operaciones con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales) o US\$100 (en caso de operaciones en efectivo) mensuales, en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, salvo ciertas excepciones, y (iii) por parte de personas jurídicas residentes por cualquier monto. En virtud de ello, los inversores podrían verse restringidos de convertir y/o repatriar o transferir al exterior los fondos que reciban por servicios de deuda en virtud de las Obligaciones Negociables. Para más información sobre los nuevos controles véase la sección “*Información Adicional—Controles de Cambios*” en este Prospecto.

El gobierno argentino podría continuar manteniendo dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a la transferencia o requisitos que puedan afectar la capacidad de los inversores de convertir a moneda extranjera los pagos recibidos en virtud de las Obligaciones Negociables o repatriar o transferir al exterior su inversión en las Obligaciones Negociables.

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

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.

La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos

La información disponible al público sobre la Emisora en Argentina es menos detallada en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

III. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

Política de Inversiones

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo (con mínimo riesgo de liquidez y de crédito), en general con vencimiento no mayor a tres meses desde la fecha de adquisición.

Para mayor información sobre las principales inversiones de capital en los últimos tres años, véase “*Información Sobre La Emisora—c) Descripción de las actividades y negocios*” en el presente Prospecto.

Política de Financiamiento

La estrategia financiera de la Sucursal busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Sucursal cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, y préstamos otorgados por agencias multilaterales de crédito o de promoción de exportaciones, entre otros.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando las prácticas prudentes de la industria y del mercado.

Adicionalmente, para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase “*Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera— Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo—Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora*” del presente Prospecto.

Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.⁴⁹

Durante los últimos años la Sucursal ha incorporado moderna tecnología en todas sus operaciones. En Salta se perforó un complejo pozo multilateral, con dos ramas horizontales de 5.000 metros cada una, que resultó en una importante producción incremental de gas. En Chubut y Santa Cruz se mantiene la operación con 13 equipos de perforación. La Sucursal ha adquirido equipos y modificado contratos, con el objetivo de incorporar tecnología semiautomática a dicha operación y lograr que a fines del año 2017 la flota de equipos tenga una antigüedad menor a siete años. En Neuquén continúa la exploración y desarrollo de reservorios no convencionales, perforando con cuatro equipos. La aplicación de moderno equipamiento de perforación y eficientes técnicas de completación han permitido reducir los costos de pozo, fortaleciendo el desarrollo de los reservorios no convencionales de *tight* gas. Además en el marco del manejo responsable de los recursos de las áreas en donde opera la Sucursal, se incorporaron dos nuevas turbinas de generación eléctrica que permiten la utilización de gas con mayor contenido de dióxido de carbono que no puede ser utilizado para el consumo industrial ni domiciliario.

Política Ambiental

La Emisora respeta y se adapta a las políticas y regulaciones aplicables de cada uno de los lugares en los que opera. La Emisora contribuye al desarrollo económico, social y cultural y preserva el medio ambiente en las áreas en las que opera. La Emisora ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectivos para optimizar 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. Su compromiso con el desarrollo sustentable de las comunidades donde opera se traduce en numerosas acciones y programas de desarrollo social y ambiental focalizados en áreas claves como educación, salud, trabajo y medio ambiente.

Cumplimiento ambiental⁵⁰

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal 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, la disposición o remediación del suelo y agua afectados con productos y subproductos de petróleo, la disposición de residuos peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones. La Sucursal cuenta

⁴⁹ *Nota:* Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁵⁰ *Nota:* Corresponde a información interna de la Sucursal.

con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros forestales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. La dirección de la Sucursal 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 Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con las prácticas de la actividad de recuperación secundaria y también es empleada para actividades de perforación, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a gestión ambiental, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal en la República Argentina han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2002. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015 de la norma. Los programas de gestión ambiental y social de *upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la CFI. En relación con las operaciones de *downstream*, la planta de lubricantes y la planta comercial de Campana de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente y a partir del año 2019 tanto la refinería como las terminales de despacho de combustibles de San Lorenzo, Galván y Caleta Paula están certificadas bajo la misma norma en su versión 2015.

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 en 2020.

Política de Seguridad⁵¹

Pan American 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 Sucursal, las personas involucradas en las operaciones, sus clientes y terceros. La Sucursal 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 Compañía no experimentó ninguna fatalidad ni ningún accidente ambiental importante en 2020. Durante 2020, Pan American tuvo excelentes resultados de seguridad en sus operaciones en términos de seguridad personal con una tasa total de incidentes (es decir, incidentes reportables cada 200.000 horas) de 0,133 sobre un total de 43,407 millones de horas trabajadas en los últimos 12 meses. Para monitorear sus parámetros de seguridad, la Compañía mide en forma mensual indicadores clave de seguridad. El cuadro a continuación muestra los principales indicadores de seguridad durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020:

Indicador de seguridad (<i>upstream</i> y <i>downstream</i>)		2020
TRICF ⁽¹⁾	Frecuencia total de casos con lesiones laborales registrables ⁽¹⁾	0,133
TVIC ⁽²⁾	Casos totales de incidentes vehiculares ⁽²⁾	7
TVICF ⁽³⁾	Frecuencia total de casos de incidentes vehiculares ⁽³⁾	0,048

⁽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.

Política de Seguros

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal 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 Sucursal 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 Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal 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 Sucursal se renuevan el 1 de julio de cada año. Para mayor información, véase “Información

⁵¹ **Nota:** Corresponde a información interna de la Sucursal.

Responsabilidad Social Empresaria⁵²

La Sucursal opera de acuerdo con su Política de Operaciones de Sustentabilidad, la cual fue actualizada en julio de 2018. En este sentido, las diferentes acciones de sustentabilidad y lineamientos para el relacionamiento comunitario se diseñan teniendo como principios orientadores los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los Principios del Pacto Global de Naciones Unidas. La política apunta a maximizar el valor para los accionistas y la compañía, 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 Sucursal. La Sucursal prevé trabajar junto a socios de *joint ventures* y de otro tipo que compartan sus valores sociales.

b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores

Debido a que la Emisora es una sucursal no cuenta con una política de dividendos.

c) Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Compañía consiste en aportar valor a sus socios mediante: la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y refinación de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Compañía incrementar la producción de hidrocarburos, continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, e incrementar la capacidad de conversión de su refinería, con miras al crecimiento de productos de hidrocarburos y productos refinados y a agregar más valor a sus productos refinados, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental. La Compañía 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 Compañía comprende la importante volatilidad inherente al mercado de petróleo y gas en el que opera y procura estar preparada para hacer frente a acontecimientos mundiales inesperados que puedan repercutir en su actividad, entre ellos, en 2020 la pandemia del nuevo coronavirus COVID-19 que aún persiste y la abrupta caída de la demanda y los precios de los hidrocarburos a nivel mundial. Sin embargo, 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, creemos que Pan American es hoy una compañía más resiliente, dotada de una importante flexibilidad para encarar y hacer frente a la imprevisibilidad inherente al mercado en el que opera.

Para lograr estos objetivos, la Compañía se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social.* La Compañía 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.
- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo en el segmento upstream.* La Compañía 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 como de gas son esenciales para su éxito a largo plazo. En este sentido, la Compañía continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción (i.e., las áreas Cerro Dragón, Cuenca Marina Austral y Caipipendi), junto con el desarrollo de su portafolio de activos de crecimiento (i.e. México, áreas de la Cuenca Neuquina y Cerro Dragón) y actividades de exploración. A efectos aclaratorios, las áreas de México, Cuenca Marina Austral y Caipipendi corresponden a áreas de la Compañía, no de la Emisora.
- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales.* La Compañía está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo y gas 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 presentan importantes oportunidades para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades en el exterior.* A través de sus actividades de exploración y desarrollo, la Compañía 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 atractivas para el futuro. Como una de las primeras participantes en la privatización del

⁵² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

sector de petróleo y gas de México, Pan American ya ha realizado importantes inversiones en México a través de su subsidiaria Hokchi Energy (según este término se define más abajo) que lleva adelante el plan de desarrollo del área Hokchi. Asimismo, la Compañía cuenta con participaciones en tres áreas adicionales en México para realizar actividades de exploración en aguas someras *offshore*, una de las cuales está en proceso de devolución a la autoridad de hidrocarburos de México. Con sus recientes inversiones en México, la Compañía ha comenzado a operar en proyectos de exploración, desarrollo y producción *offshore*. A efectos aclaratorios, las áreas de México corresponden a áreas de la Compañía, no de la Emisora.

- *Ampliación y modernización de la refinería y ampliación de la red de distribución de la Compañía.* En 2019, se completó casi en su totalidad un importante proyecto de ampliación y modernización de la refinería de la Compañía, que incrementó su capacidad de conversión y le permite producir productos de mayor valor agregado. Asimismo, el proceso de adopción de la marca “AXION energy”, tras su adquisición en 2012, para su red de estaciones de servicio, se encuentra prácticamente concluido. Así pues, la Compañía espera consolidar su marca y mejorar su capacidad de brindar cobertura nacional. Pan American también está trabajando en pos de 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 Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está presente en toda su organización. Los procesos de gestión son adecuados 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 Compañía seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.
- *Solvencia.* La Compañía 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 Compañía 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.
- *Recursos humanos.* Un componente clave de la estrategia de la Compañía es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la Compañía crezca de forma orgánica.

Fortalezas competitivas

La Compañía considera que las siguientes son sus principales fortalezas competitivas:

- *Sólidos antecedentes en actividades de exploración, desarrollo y producción.* Entre 1997 y 2019, la Compañía invirtió US\$20,1 mil millones en exploración, desarrollo, producción y refinación de hidrocarburos. Durante el mismo período, incrementó su producción de petróleo y gas en la Argentina en aproximadamente un 105%, de 109,7 mboe/d a 224,7 mboe/d. En el año 2020, aportó el 16,8% de la producción de petróleo crudo y gas natural en la Argentina, en comparación con aproximadamente el 8% en 1997.
- *Importantes reservas de petróleo y gas.* Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía ocupaba el primer lugar en la Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción correspondiente a 2020, las reservas probadas netas estimadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2020 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 14 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2016-2020), la Compañía alcanzó un índice de reposición de reservas del 103%. Sus concesiones son a largo plazo. Las concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, no vencen hasta 2026 y 2027, tras lo cual la Compañía tiene el derecho de continuar con sus actividades en el área en virtud de contratos operativos con dos compañías pertenecientes al estado provincial hasta 2046 y 2047, sujeto a ciertas condiciones de volumen de reserva, que espera cumplir y un umbral mínimo de inversión, que ya se encuentra cumplido.
- *Máxima eficiencia operativa.* La Compañía ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una 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 Compañía 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 Compañía en Cerro Dragón sean una de las áreas de extracción más avanzadas tecnológicamente y eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina.

- *Actor del sector energético integrado y diversificado.* La Compañía está balanceada en su producción de petróleo y gas, siendo un actor plenamente integrado del sector hidrocarburífero de la Argentina. Esta integración vertical le otorga flexibilidad para optimizar su oferta de productos refinados en respuesta a los cambios en el mercado.
- *Gran capacidad de refinación y conversión de petróleo crudo pesado en la refinería de Campana.* La Compañía 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 15% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2020. La refinería puso en marcha una importante modernización a través de un plan de ampliación con un costo aproximado de US\$1,5 mil millones, el cual se completó casi en su totalidad en 2019. Con la modernización, se incrementó el índice de conversión de la refinería y, como resultado de ello, aumentó la producción de productos de alto valor, lo que alinea mejor la producción de la refinería con el crecimiento esperado en la demanda de gasoil y naftas. Asimismo, la refinería de Campana procesa aproximadamente 90% 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 2020, el 44% del petróleo crudo producido en la Argentina es petróleo pesado, que sigue siendo abundante y se produce en cantidades que superan el volumen de consumo local.
- *Amplia capacidad de distribución y comercialización.* La Compañía es la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados en términos de ventas. La Compañía 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 Compañía 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, cuenta con una red de 629 estaciones de servicio que están en constante proceso de optimización.
- *Estructura de capital conservadora y gestión financiera prudente.* La Compañía 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. Asimismo, la Compañía mantiene una de las más altas calificaciones de crédito corporativas internacionales en la Argentina. Si bien sus planes incluyen importantes gastos de capital durante cada año en relación con sus actividades de exploración y desarrollo y sus inversiones en su refinería, la Compañía 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 Compañía 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 Compañía 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 Compañía 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 Compañía con el desarrollo sustentable de sus operaciones se ve demostrado por su apoyo a las comunidades a través de las diversas actividades de desarrollo social focalizadas en áreas claves tales como la educación, la salud, el trabajo y el medio ambiente. La Compañía ha unido también a una serie de entidades no gubernamentales para identificar oportunidades de mayores inversiones e impactos sociales.

IV. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

a) Directores o Administradores y Gerencia

Representante Legal de la Sucursal

El Representante Legal de la Sucursal es el Sr. Rodolfo A. Díaz, CUIT: 20-06902425-5. El Sr. Díaz es Representante Legal de la Sucursal desde el 3 de diciembre del 2010 y su última designación fue inscripta en la IGJ el 3 de julio de 2018, bajo el N° 940 del Libro 61, Tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero. Su mandato vence el 31 de marzo de 2021 y fue ratificado en el cargo por el Consejo de Administración de Pan American con fecha 17 de febrero de 2021.

El Sr. Díaz también se desempeña como Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Con anterioridad a su ingreso a la Sucursal, se desempeñó como Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. Fue *Research Fellow* en la *Kennedy School of Government* de la Universidad de Harvard, así como *Fellow* y *Associate* del *Weatherhead Center for International Affairs* de la misma universidad. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

Gerencia de Primera Línea de la Sucursal

La gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de todos los objetivos a corto plazo y estratégicos de la Sucursal. A continuación se detallan los gerentes de primera línea de la Sucursal a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Cargo	Edad	Fecha de Designación
Marcos Bulgheroni	20-22993063-0	Director Ejecutivo (CEO)	48	23/01/2018
Christopher Spaulding	20-93441908-2	Director de Asuntos Financieros (CFO)	63	23/01/2018
Xiao Zongwei	20-95890049-0	Vicepresidente Ejecutivo Sr. (COS)	55	1/07/2018
Alberto D. Massacese	20-16049936-3	Director Gerente de Operaciones <i>Upstream</i>	58	01/05/2014
Luis Alberto Aires Dupre	20-09844940	Director Gerente de Operaciones <i>Downstream</i>	54	01/01/2021
Juan M. Bulgheroni	20-24042771-1	Vicepresidente de Estrategia y Planeamiento <i>Upstream</i>	46	30/10/2011
Pablo V. Brault	20-22943263-6	Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur	48	01/01/2020
Rodolfo A. Díaz	20-06902425-5	Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo	77	30/10/2011
Damián Schnir	20-16893558-8	Vicepresidente de Auditoría Interna	57	19/02/2018
Daniel F. Felici	20-24030078-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones <i>Upstream</i> / Asuntos Públicos Corporativos	46	23/11/2015
Gonzalo Fratini Lagos	20-23235125-0	Vicepresidente de Asuntos Legales	48	01/12/2017
Rodolfo E. Berisso	20-12274292-0	Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas	64	01/11/2012
Romina Cavanna	27-21535295-7	Vicepresidente de Recursos Humanos	50	01/04/2015
Rodrigo Miguel Ramacciotti	20-20803458-9	Vicepresidente de Relaciones Laborales	51	01/10/2008
Rafael Machín	20-17362951-7	Vicepresidente Ejecutivo de Planeamiento y Economía	55	01/05/2013
Federico Caldora	20-1397067-7	Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE)	61	01/11/2013
Agustín Agraz	20-24551558-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones <i>Downstream</i>	45	23/01/2018

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Cargo	Edad	Fecha de Designación
Rodolfo Freyre	20-24560841-2	Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios	45	12/02/2015
Marcelo A. Gioffre	20-16930225-2	Vicepresidente de Compras	56	15/01/2015
Adrián H. Suarez	20-14976533-7	Vicepresidente de Construcciones y Proyectos Mayores de Ingeniería	58	01/05/2019
Sandra L. Yachelini	27-16031300-0	Vicepresidente de Ventas y Marketing de <i>Downstream</i>	58	25/09/2017
Arturo D. Mouriño	20-27778538-3	Vicepresidente de Operaciones <i>Downstream</i>	41	01/01/2021

El domicilio comercial de los miembros de la gerencia de primera línea es Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

A continuación se incluye una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo del Grupo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y Vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de la Columbia Business School.

Christopher Spaulding. El Sr. Spaulding es el Director de Asuntos Financieros (CFO) de la Sucursal. Cuenta con 39 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, trabajando para Amoco Corp. BP y Talisman Energy Inc. en distintos países alrededor del mundo, entre los que se incluyen, Estados Unidos, el Reino Unido, Países Bajos, Argentina, Angola, Rusia, Canadá y Colombia. Anteriormente, trabajó para Pan American entre 1997 y 2003. El Sr. Spaulding es Ingeniero Químico egresado de la Universidad de Oklahoma y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de Denver.

Xiao Zongwei. El Sr. Zongwei se desempeña como *Chief of Staff* (COS) de Pan American desde julio 2018 y ha trabajado con China National Offshore Oil Corporation por 36 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daquin.

Alberto D. Massacese. El Sr. Massacese es el Director Gerente de Operaciones Upstream de la Sucursal. Ha ocupado diferentes cargos gerenciales en la Sucursal desde el año 2012. Tiene más de 20 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, y ha trabajado para Beusa Energy LLC, YPF y BC. El Sr. Massacese es geólogo egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Luis Alberto Aires Dupre. El Sr. Aires Dupre es el Director Gerente de Operaciones *Downstream* de la Sucursal desde enero de 2021. Comenzó su carrera profesional en 1991 en BP, en la Refinería Castellon en España. Desde entonces, ha trabajado en diferentes cargos en Madrid, Bruselas, Londres y en la Refinería Carson (California, Estados Unidos de América). Antes de comenzar a trabajar en Pan American, el Sr. Aires Dupre lideraba las operaciones de BP en España como Presidente. El Sr. Aires Dupre es licenciado en Ciencia Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

Juan M. Bulgheroni. El Sr. Bulgheroni es el Vicepresidente de Estrategia y Planeamiento *Upstream* de la Sucursal. Cuenta con amplia experiencia en cargos gerenciales en diferentes compañías de la industria energética. El Sr. Bulgheroni es ingeniero egresado de la Colorado School of Mines y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Darden School of Business de la Universidad de Virginia.

Pablo V. Braul. El Sr. Braul es Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur desde octubre de 2020. Ha ocupado diferentes cargos en Pan American desde enero de 2007. El Sr. Braul tiene experiencia en la industria del petróleo y gas desde 1996, trabajando para Perez Companc S.A. y para Petrobras Argentina SA. El Sr. Braul es ingeniero químico de la Universidad Nacional del Sur.

Rodolfo Díaz. El Sr. Díaz es el Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Trabaja en Pan American desde el año 2008. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Ha sido Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. Fue *Research Fellow* de la *Kennedy School of Government*, así como *Fellow* y *Associate* del *Weatherhead Center for International Affairs* en la Universidad de Harvard. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

Damián Schnir. El Sr. Schnir es el Vicepresidente de Auditoría Interna desde 2018. Posee más de 15 años de experiencia en la Industria de Gas y Petróleo, y también se desempeñó como Director de Auditoría en McDonald's. El Sr. Schnir es Licenciado en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires.

Daniel F. Felici. El Sr. Felici es el Vicepresidente de Relaciones Instituciones de Operaciones Upstream y el Vicepresidente de Asuntos Públicos Corporativos de la Sucursal. Ha ocupado cargos gerenciales en compañías de los Grupos Odebrecht y Pegasus y en Fundación Carolina. El Sr. Felici es licenciado en ciencias políticas egresado de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un máster otorgado por la Fundación Iberoamericana de Gobierno y Políticas Públicas y de la Universidad de San Andrés.

Gonzalo Fratini Lagos. El Sr. Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales de la Sucursal. Ocupó diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento de Negocios. El Sr. Fratini es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un máster en derecho de la Columbia University School of Law.

Rodolfo E. Berisso. El Sr. Berisso es el Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas de la Sucursal. Trabaja en la industria del petróleo y gas desde el año 1980. Ha ocupado diversos cargos gerenciales en BC y Pan American. El Sr. Berisso es ingeniero industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Romina Cavanna. La Sra. Cavanna es la Vicepresidenta de Recursos Humanos de la Sucursal. Anteriormente, ocupó diversos cargos gerenciales en Cervecería y Maltería Quilmes y AB Inbev Group. La Sra. Cavanna es licenciada en relaciones públicas egresada de UADE y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés.

Rodrigo Miguel Ramacciotti. El Sr. Ramacciotti es el Vicepresidente de Relaciones Laborales de la Sucursal. Anteriormente, ocupó cargos gerenciales en San Antonio Internacional GP Investments y Pride Internacional. El Sr. Ramacciotti es abogado egresado de la Universidad Católica de Rosario.

Rafael Machín. El Sr. Machín es el Vicepresidente de Planeamiento y Economía de la Sucursal. El Sr. Machin es ingeniero industrial egresado de la Universidad Católica Argentina y tiene un máster en Comercio Internacional de la Universidad de Belgrano.

Federico Caldora. El Sr. Caldora es el Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE) de la Sucursal. Desde 1986 ha ocupado diversos cargos gerenciales en BC y Pan American. Asimismo, fue Vicepresidente de Operaciones Petroleras en el Golfo San Jorge. El Sr. Caldora es ingeniero egresado de la Universidad Nacional del Comahue.

Agustín Agraz. El Sr. Agraz es el Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones *Downstream* de la Sucursal. Cuenta con una amplia experiencia en los departamentos de asuntos públicos. El Sr. Agraz es psicólogo egresado de la Universidad Argentina John F. Kennedy.

Rodolfo Freyre. El Sr. Freyre es el Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios de la Sucursal. El Sr. Freyre tiene un título en Economía de la Universidad Torcuato Di Tella.

Marcelo A. Gioffre. El Sr. Gioffre es el Vicepresidente de Compras desde 2015. Anteriormente se desempeñó como Vicepresidente de Auditoría Interna desde 2011. El Sr. Gioffre posee un título en Ingeniería Electrónica de la Universidad de Buenos Aires y un Máster en Administración de Empresas de Thunderbird School of Management.

Adrián H. Suárez. El Sr. Suárez es el Vicepresidente de Construcciones y Proyectos Mayores de Ingeniería desde 2019. Antes ocupó la posición de CEO de Axion Energy y Vicepresidente de Compras en Pan American Energy. El Sr. Suárez es Ingeniero Civil egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Sandra L. Yachelini. La Sra. Yachelini es la Vicepresidenta de Ventas y Marketing de *Downstream* desde 2017. Antes ocupó varias posiciones gerenciales en la industria de software y TI. La Sra. Yachelini es Ingeniera Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Rosario.

Arturo D. Mouriño. El Sr. Mouriño es el Vicepresidente de Operaciones *Downstream* de la Sucursal desde enero de 2021. Tiene experiencia en la industria del petróleo y gas desde 2006. El Sr. Mouriño es ingeniero químico de la Facultad de Ingeniería del Ejército (Argentina), y tiene un Master en Administración de Empresas de la Universidad del CEMA y un Programa de Gerenciamiento Ejecutivo de la Universidad de Buenos Aires.

Directorio de Pan American Energy Group

Pan American Energy Group es el único accionista de Pan American. El actual directorio de Pan American Energy Group está compuesto por ocho directores, que permanecen en sus cargos hasta su renuncia o remoción. Los directores de Pan American Energy Group a la fecha del presente Prospecto son los siguientes:

Nombre	Cargo
Alejandro P. Bulgheroni	Presidente y Director
William Lin	Vicepresidente y Director
Marcos Bulgheroni	Director
Xiao Zongwei	Director
Liu Yongjie	Director
Joaquín Fernando Oliveira Moutinho	Director
Eric Leslie Nitcher	Director
Luis Alberto Aires Dupre	Director

A continuación se incluye una breve descripción biográfica del Directorio de Pan American Energy Group.

Alejandro P. Bulgheroni. Se desempeña como presidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Con anterioridad se desempeñó como presidente de Pan American desde 1997 y miembro de su Comité de Dirección. Es Presidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

William Lin. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es EVP Regions, Cities & Solutions en BP. Cuenta con amplia experiencia en la industria energética, con más de 30 años de trayectoria. El Sr. Lin es ingeniero y tiene un master de la State University of New York en Stony Brook.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo (CEO) de Pan American y Vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de la Columbia Business School.

Xiao Zongwei. El Sr. Zongwei se desempeña como director Pan American Energy Group desde julio 2018 y ha trabajado en China National Offshore Oil Corporation por más de 30 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daqing.

Liu Yongjie. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Presidente de CNOOC International Ltd. El Sr. Yongjie es ingeniero egresado del Southwestern Petroleum Institute.

Joaquín Fernando Oliveira Moutinho. Ha sido director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2020. Adicionalmente, es VP Finance, Gas & Low Carbon Energy de BP. El Señor Oliveira es contador público egresado de la Universidad Andrés Bello de Venezuela y posee un MBA de Kelley School of Business de la Universidad de Indiana.

Eric Leslie Nitcher. Ha sido director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2020. Posee el título de abogado de la Universidad de Kansas y cuenta con más de 30 años de experiencia en la industria energética. El Sr. Nitcher es el VP ejecutivo de BP.

Luis Alberto Aires Dupre. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde marzo de 2018. Adicionalmente, es su Director Gerente de Operaciones *Downstream* desde enero de 2021 y tiene más de 30 años de experiencia en la industria energética y en BP. El Sr. Aires Dupre es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

Auditores

Los Estados Financieros de la Emisora, que fueron preparados de acuerdo con las NIIF han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembro 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 auditores de la Emisora por los tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020 fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Sociedad	Domicilio	Auditor Certificante
2018	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti
2019	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti
2020	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Ricardo D. Calvetti

Ricardo D. Calvetti, de KPMG, matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A.,

bajo el Tomo 250 y Folio 53. Su DNI es 23.147.247, su CUIT es 23-23147247-9 y su domicilio es Avda. Rivadavia 5300, Piso 14°, C.A.B.A.

b) Remuneración⁵³

La remuneración total pagada a los gerentes de primera línea de la Sucursal en el año 2020 ascendió a Ps.1.192 millones. La Sucursal, la Compañía y sus subsidiarias no han celebrado ningún otro acuerdo que prevea beneficios o remuneraciones a ninguno de los directores de Pan American o gerentes de primera línea de la Sucursal con posterioridad al vencimiento de su mandato o ante su retiro.

c) Información sobre participación accionaria

Los directores, síndicos y gerentes de primera línea no son tenedores de acciones de la Compañía. Asimismo, no existen convenios con empleados de la Compañía sobre participaciones en el capital.

Para información sobre la estructura accionaria de Pan American véase “*Estructura del Emisor, Accionistas y partes relacionadas—Accionistas principales*”.

d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

La Emisora por ser una sucursal no posee comité de fiscalización ni comités especiales.

e) Gobierno Corporativo

No Aplicable.

f) Empleados

La fuerza laboral total de la Sucursal está compuesta por empleados permanentes y temporarios. Al 31 de diciembre de 2018, 2019, y 2020, la Sucursal tenía 5.391, 5.366, y 4.893 empleados, respectivamente, entre los que se incluyen a los empleados que eran de Axion Argentina.

Aproximadamente el 56% de los empleados de la Sucursal están representados por los sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Sucursal. Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no está en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

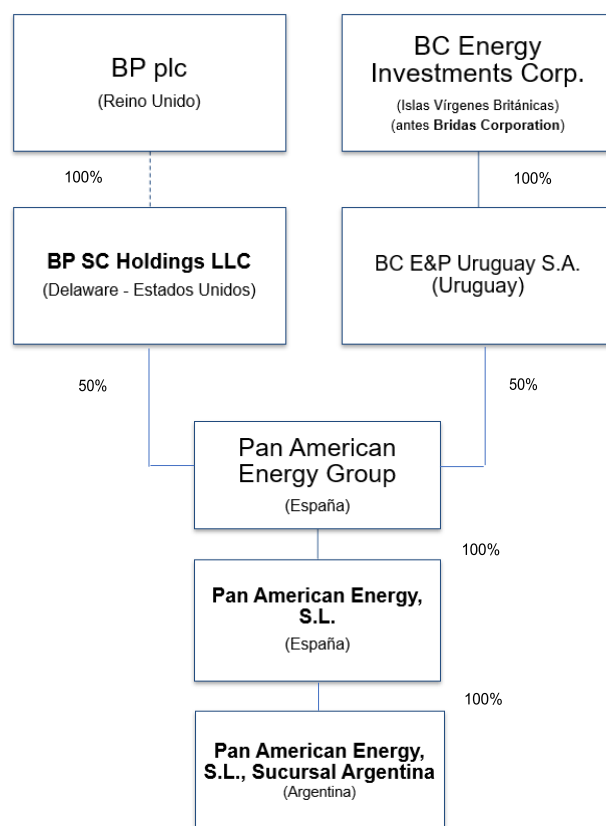
Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

⁵³ Nota: La información en cuestión surge de la Nota 10 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 de la Sucursal.

V. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

El siguiente cuadro detalla la estructura de la titularidad de la Compañía:



Pan American Reseña histórica

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 y servicios petroleros.

En 2020, Pan American fue la mayor productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, y la principal exportadora de petróleo de Argentina, en cada caso, en términos de volumen, según datos publicados por el IAPG. El mismo año Pan American detentaba la cuarta refinería más importante de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo, según datos publicados por la SE.

La Compañía se ha concentrado tradicionalmente en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas convencional en 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 Compañía también se encuentra enfocada en reservorios no convencionales, en particular exploración y producción de *tight gas* y *shale* (petróleo y gas) en la formación de Vaca Muerta en la Argentina, así como en desarrollos *offshore* en el sur de Argentina, y en aguas someras fuera de la costa de México, donde apunta a diversificar sus operaciones como uno de los primeros participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México. Asimismo, la Compañía ha comenzado a involucrarse selectivamente en proyectos de energía renovable en la Argentina.

Pan American, cuyas compañías predecesoras llevan más de sesenta años funcionando en Argentina, es una alianza estratégica 50/50 entre BP y BC Energy Investments Corp., antes conocida como Bidas Corporation (“BC”). Por su parte, BC es de titularidad de Bidas Energy Holdings Ltd. (“BEH”) y China National Offshore Oil Corporation (“CNOOC”), con una tenencia del 50% cada una.

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 Pan American. El 1 de abril de 2018, Axion

Argentina transfirió la totalidad de sus activos y pasivos, en calidad de empresa en marcha, a la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 (transferencia de fondo de comercio). Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal. El presente Prospecto incluye información financiera para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 de Pan American que refleja esta integración.

La Compañía considera que la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a su Sucursal contribuye a una mejor alineación de los intereses de sus accionistas BP y BC y le otorga mayor flexibilidad para optimizar su oferta de productos en respuesta a las condiciones del mercado.

En la actualidad, la Compañía está llevando adelante la ampliación y modernización de la refinería de Campana, que a su criterio le permitirá abastecer el crecimiento esperado en la demanda de diésel y nafta en Argentina durante la próxima década. La Compañía también está en proceso de ampliar y renovar la imagen de su red de estaciones de servicio, con el objeto de mejorar sus capacidades de comercialización a fin de consolidar su cobertura nacional.

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 Compañía, refleja una sólida estructura de participación accionaria, una posición de mercado firme, una base importante de reservas a largo plazo, antecedentes en el mantenimiento de un nivel conservador de endeudamiento financiero, al mismo tiempo que mantiene un costo competitivo de extracción y desarrollo, y la capacidad para enfrentar pagos en dólares de su deuda. A la fecha del presente Prospecto, Pan American tenía una calificación de crédito internacional en moneda extranjera de Caa1 de parte de Moody's y BB- de parte de Fitch.

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 Bidas 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 la Argentina, creando la segunda productora de gas y petróleo más importante de la Argentina. Como parte de la operación, BC también adquirió una participación minoritaria en las operaciones de Amoco Corp. en Bolivia. 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 boepd.

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, 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 locales y regionales. 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 Compañía. 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.

Estructura societaria

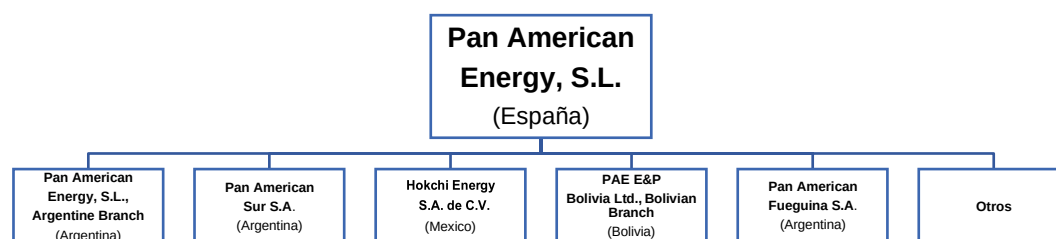
Los activos y pasivos de Pan American se hallan distribuidos entre la Sucursal y otras cinco subsidiarias principales:

- la Sucursal, que posee prácticamente todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos en la zona continental de la Argentina, como también los activos de refinación, distribución y comercialización en la Argentina y es la obligada principal 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 Antártida e Islas del Atlántico Sur (la “Provincia de Tierra

del Fuego”) y en la jurisdicción federal Argentina;

- PAE E&P Bolivia Ltd., la cual posee, a través de su sucursal en Bolivia, una participación en las áreas Caipipendi e Iñiguazu en Bolivia, mediante un contrato operativo con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”) en relación al área de Caipipendi, y un contrato de servicios petroleros con YPFB con relación al área de Iñiguazu;
- Hokchi Energy S.A. de C.V. (“Hokchi Energy”), la cual posee participaciones en cuatro áreas a través de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida celebrados con la CNH respecto a (i) el área Hokchi con una participación del 80%, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.; (ii) el área 34 con una participación del 15%, en consorcio con subsidiarias de BP y Total S.A.; (iii) el área 31 con una participación del 75%, en consorcio con Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. (“Talos”); y (iv) el área 2 con una participación del 47,5%, en consorcio con Talos y Sierra Blanca P&D, S de R.L. de C.V. (este área está actualmente en proceso de devolución a las autoridades de hidrocarburos de México);
- Pan American Energy Holdings Ltd., la cual posee indirectamente participaciones minoritarias en emprendimientos estratégicos secundarios, entre ellos, servicios de construcción para el sector de hidrocarburos, servicios de perforación, transporte de petróleo, instalaciones de almacenamiento y carga de petróleo y generación de energía; y
- Pan American Fuegoína S.A., que posee una participación en (i) Parque Eólico del Sur S.A., 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.

El siguiente cuadro ilustra las subsidiarias directas e indirectas más importantes de Pan American⁽¹⁾:



- (1) Incluye subsidiarias de propiedad absoluta. “Otros” incluye servicios de construcción y servicios petroleros y participaciones minoritarias en operaciones de *midstream* y *downstream*.

El siguiente cuadro contiene información seleccionada de la Sucursal y de las cuatro subsidiarias operativas más importantes de Pan American:

b) Accionistas principales

Pan American tiene 2.093.033.000 acciones de un Euro (€1) de valor nominal cada una y correlativamente numeradas de 1 a 2.093.033.000, ambos incluidos, las cuales son de titularidad de Pan American Energy Group, que a su vez es de titularidad indirecta de BC y BP, cada una de las cuales posee una tenencia del 50%.

La relación entre los socios de Pan American Energy Group se detalla en el estatuto y en el acuerdo de accionistas de la sociedad, los cuales establecen entre otras cuestiones: (i) un directorio conformado por ocho miembros, cuatro de los cuales son designados por BP, mientras que los cuatro restantes son designados por BC, (ii) una política de dividendos que sugiere la distribución de un 25% del resultado neto consolidado de Pan American a partir del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, salvo que las partes acuerden otro monto, y (iii) cuestiones que requieren la aprobación por porcentajes específicos de sus socios, junto con cuestiones que requieren aprobación del Directorio, en cada caso con el quórum y la mayoría necesarios, y cuestiones que se delegan al Director Ejecutivo del Grupo.

BP plc⁵⁴

BP es una de las compañías integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con un activo que supera los US\$295,2 mil millones y una capitalización de mercado de aproximadamente US\$127,3 mil millones al 31 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2019, contaba con reservas netas probadas de 19.341 millones de boe, 55,7% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2019, su volumen promedio de producción

⁵⁴ Nota: La información incluida en la presente sección corresponde a información de registros públicos.

diaria mundial alcanzó 2,2 mmbbl de petróleo crudo y 9,1 bcf de gas natural. BP opera en más de 79 países alrededor del mundo.

BP, es una sociedad incorporada y domiciliada en el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, como una Public Limited Company, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución.

Las acciones ordinarias de BP se encuentran listadas en el London Stock Exchange, en el Frankfurt Stock Exchange, y en New York Stock Exchange.

Para mayor información sobre BP, véase el informe anual de BP bajo el formulario 20-F, publicado en el sitio web de la SEC, publicado el 18 de marzo de 2020, bajo el siguiente link: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/313807/000162828020003753/a31122019bp20fdoc.htm>

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bidas Corporation)

BC es una sociedad holding internacional dedicada principalmente a la industria de petróleo y gas, que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro segmentos 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 gas y petróleo; y (iv) generación de energía eléctrica.

BC comenzó a operar en la industria de petróleo y gas en Argentina en el año 1959 y se convirtió en la segunda productora de gas natural más importante del país, antes de que se formara Pan American.

En 2010, la controlante de BC, BEH, celebró un acuerdo con CNOOC en virtud del cual transfirió una participación del 50% en BC a CNOOC, una subsidiaria totalmente controlada por CNOOC Limited.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Energy.

En 2019, los estados financieros de BC indicaron ventas por US\$2.579 millones y ganancias netas por US\$167,3 millones. BC, es una sociedad incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo sus accionistas BEH, con una participación del 50% en BC, mientras que el restante 50% es de titularidad de CNOOC.

BEH, es una sociedad incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo su beneficiario final la familia Bulgheroni y su directorio está presidido por Alejandro P. Bulgheroni.

CNOOC Limited es el productor off-shore de gas natural y petróleo más grande de China y una de las compañías de exploración y producción de hidrocarburos más importante del mundo.

CNOOC Limited, es una sociedad incorporada y domiciliada en Hong Kong, como una sociedad limitada, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución. CNOOC Limited es una compañía listada en la Bolsa de Valores de Hong Kong, la Bolsa de Valores de Toronto, y sus ADS (*American Depositary Shares*) se encuentran listados en New York Stock Exchange.

Para mayor información sobre CNOOC, véase el informe anual bajo el formulario 20-F, disponible en el sitio web de la SEC, publicado el 22 de abril de 2020, bajo el siguiente link: asimismo, información financiera de CNOOC se encuentra disponible en su sitio web institucional bajo el siguiente link: <https://www.cnooc ltd.com/col/col7511/index.html>.

Diferencias en los derechos a voto

Nuestros principales accionistas no tienen derechos a voto diferentes.

Acuerdos de cambio de control

No existen acuerdos que en alguna fecha posterior puedan dar como resultado un cambio en el control.

c) Transacciones con partes relacionadas

Transacciones con Partes Relacionadas de la Sucursal

El movimiento neto de las operaciones y el saldo con Pan American se exponen en el estado de cambios en el patrimonio de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020. Se detallan a continuación las operaciones y los saldos con sociedades relacionadas:

Operaciones

Por el ejercicio finalizado el 31/12/2020				
Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses perdidos, neto	
- Controladas por la Casa Matriz	- 1.255 (1)	6.381	(1.396) (2)	
- Otros	- 7	3.628	-	
Total	- 1.262	10.009	(1.396)	

(1) y (2) ver página siguiente.

Por el ejercicio finalizado el 31/12/2019				
Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses perdidos, neto	
- Controladas por la Casa Matriz	- 1.085 (1)	3.367	(216) (3)	
- Otros	12.627 61	2.480	-	
Total	12.627 1.146	5.847	(216)	

(1) Corresponde a recupero de gastos por servicios técnicos y administrativos.

(2) Está compuesto por intereses perdidos por 1.474 neto de intereses ganados por 78.

(3) Está compuesto por intereses perdidos por 236 neto de intereses ganados por 20.

Saldos

Al 31 de diciembre de 2020					
	Otros créditos Corriente	Otros créditos No corriente	Créditos por ventas Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Controladas por la Casa Matriz					
En pesos	198	-	-	8.656	910
En dólares	615	7.621	-	1.336	848
Total	813	7.621	-	9.992	1.758
Otras:					
En pesos	5	-	-	-	28
En dólares	136	-	47	-	1.049
Total	141	-	47	-	1.077
En pesos	203	-	-	8.656	938
En dólares	751	7.621	47	1.336	1.897
Total	954	7.621	47	9.992	2.835

Al 31 de diciembre de 2019				
	Otros créditos Corriente	Créditos por ventas Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Controladas por la Casa Matriz				
En pesos	38	-	1.946	557
En dólares	135	-	737	260
Total	173	-	2.683	817
Otras:				
En pesos	7	11	-	16
En dólares	80	37	-	658
Total	87	48	-	674
En pesos	45	11	1.946	573
En dólares	215	37	737	918
Total	260	48	2.683	1.491

Las compensaciones del personal clave de la administración de la Sucursal son las siguientes:

Por el ejercicio finalizado el	
	31/12/2020
Beneficios de corto plazo	1.192
Beneficios de terminación y post empleo	-
Total	1.192

31/12/2019

734

1

735

d) Otra información con partes relacionadas

No Aplicable.

VI. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

Los activos fijos (propiedad, planta y equipo) de la Sucursal para el desarrollo de sus operaciones de *upstream* incluyen inversiones de exploración, evaluación y de desarrollo que le permiten explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos en las áreas en donde participa. Los derechos de exploración y explotación se incluyen en activos intangibles.

Las inversiones de exploración y evaluación incluyen los derechos de exploración y explotación de las áreas, los costos de perforación de pozos exploratorios, estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad.

Las inversiones de desarrollo incluyen los costos de perforación de pozos de desarrollo, las intervenciones realizadas en pozos que desarrollan reservas y/o incrementan la producción y la adquisición e instalación de plantas de producción y maquinarias para llevar a cabo el proyecto.

Para más información sobre los activos fijos de la Sucursal utilizados en el negocio de *upstream*, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de upstream*” en este Prospecto.

Los activos fijos de la Sucursal para el desarrollo de las operaciones de *downstream* incluyen la refinería de Campana, en la cual la Sucursal también posee una planta de mezcla de aceites con muelle y tanques exclusivos donde se realiza la mezcla de bases lubricantes importadas y aditivos, terminales de distribución de combustibles ubicadas en Campana, Puerto Galván, Caleta Paula y San Lorenzo, tres terminales de carga en los principales aeropuertos de Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Córdoba) y estaciones de servicio que funcionan bajo el nombre “AXION energy”.

Para más información sobre los activos fijos de la Sucursal utilizados en el negocio de *downstream*, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de downstream*” en este Prospecto.

VII. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL

Estados financieros y otra información contable

Estados Contables

El Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora y sus Notas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 (los “Estados Financieros Anuales”), y con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, todos confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), los cuales a partir del ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018, incluyen la información financiera de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina, como consecuencia de la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal, ocurrida el 1 de abril de 2018. Para más información sobre la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal, véase “*Información sobre la Emisora—Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios.*”

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora referidos en el presente se encuentran publicados en www.argentina.gob.ar/cnv (el “Sitio Web de la CNV”) bajo los IDs 2719712, 2587265 y 2446341, respectivamente.

Los Estados Financieros 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.

Definición de EBITDA para la Sucursal

El EBITDA a nivel de la Sucursal, en cualquier fecha de determinación, comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

Redondeo

Se han redondeado ciertas cifras incluidas en el presente Prospecto, con el objeto de facilitar su presentación. Asimismo, las cifras porcentuales incluidas en el presente Prospecto no fueron calculadas en todos los casos sobre la base de tales cifras redondeadas, sino sobre la base de los montos originales, anteriores al redondeo. En consecuencia, las cifras porcentuales incluidas en el presente Prospecto pueden diferir de las que se obtienen realizando los mismos cálculos sobre las cifras que figuran en los estados financieros de la Emisora. Ciertas otras cifras que se incluyen en el presente Prospecto pueden no representar sumas exactas debido al redondeo.

Moneda y Principios Contables

La Sucursal 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 Sucursal se elaboran de acuerdo a las Normas de la CNV que adoptaron las NIIF emitidas por el 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.*”

a) Estados Financieros

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.⁵⁵

1. Estado de Resultados y otros resultados

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal

INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO INGRESOS

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
2020	2019	2018
(en millones de Ps.)		

⁵⁵ Nota: La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 disponible en el Sitio Web de la CNV.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
	<i>(en millones de Ps.)</i>		
Ventas netas y subvenciones	198.367	201.887	123.450
COSTOS Y GASTOS			
Costo de ventas	(173.964)	(139.751)	(83.634)
Gastos de exploración	(182)	(1)	(330)
Gastos de administración	(17.561)	(13.185)	(8.182)
Gastos de Comercialización	(16.762)	(14.164)	(6.191)
(Deterioro) recupero de deterioro de activos no financieros, neto	(17.030)	7.186	
RESULTADO OPERATIVO	(27.132)	41.972	25.113
Resultado financiero, neto	(7.150)	(7.412)	(489)
Recupero (deterioro) neto de activos financieros	191	(357)	(512)
Otros ingresos y (egresos) – neto	1.834	1.157	344
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A			
LAS GANANCIAS	(32.257)	35.360	24.456
Beneficio (Cargo) por impuesto a las ganancias – corriente	1.113	(3.685)	(851)
Beneficio (Cargo) por impuesto a las ganancias – diferido	11.421	(19.593)	(13.124)
(PÉRDIDA) GANANCIA NETA	(19.723)	12.082	10.481
RESULTADO INTEGRAL	144.710	165.298	135.418
EBITDA	46.814	73.154	45.614
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(20.313)	(8.571)	(3.932)

2. Estado de Situación Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
ACTIVO			
Activo corriente	88.904	70.464	58.096
Propiedad, planta y equipo (bienes de uso), neto	944.969	688.163	404.902
Otros activos no corrientes	30.007	14.482	2.833
Total del activo no corriente	974.976	702.645	407.735
Total del activo	1.063.880	773.109	465.831
PASIVO			
Total del pasivo corriente	167.334	112.518	63.518
Total del pasivo no corriente	332.167	234.946	141.966
Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables no corrientes	121.566	74.348	56.827
Otros pasivos no corrientes	210.601	160.598	85.139
Total del pasivo	499.501	347.464	205.484
Resultados no asignados – Casa Matriz	29.661	55.437	43.355
Capital asignado a la Sucursal	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239
Otro resultado integral	508.460	344.027	190.811
Reserva Transferencia fondo de comercio	21.865	21.788	21.788
Reserva especial	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	564.379	425.645	260.347
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	1.063.880	773.109	465.831

3. Estado de cambios en el patrimonio

No Aplicable.

4. Estado de flujos de efectivo

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre	
	2020	2019
	(en millones de pesos)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	39.414	84.207
Actividades de inversión	(55.177)	(67.444)
Actividades de financiación	9.960	16.434
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	6.299	232
Aumento (Disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	496	561

b) Principales Indicadores Financieros

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de				
	2020	% Aumento (Disminución)	2019	% Aumento (Disminución)	2018
(1) Margen bruto (% de ventas netas) (Ganancia bruta / Ventas netas)	12,3	(60,0)	30,8	(4,6)	32,3
(2) Margen operativo (% de Ventas netas) (Resultado operativo / Ventas netas)	(13,7)	(165,8)	20,8	2,2	20,3
(3) EBITDA (% de ventas netas) (EBITDA / Ventas netas)	23,6	(34,9)	36,2	(1,9)	36,9
(4) Índice de liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,53	(15,2)	0,63	(31,5)	0,91
(5) Inmovilización de capital (Activo no corriente / Total activo)	0,92	0,8	0,91	3,8	0,88
(6) Solvencia (Patrimonio / Total pasivos)	1,13	(7,8)	1,23	(3,3)	1,27
(7) EBITDA/ Intereses generados por pasivos	2,30	(73,0)	8,54	(26,4)	11,60
(8) Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	4,69	158,2	1,82	(7,4)	1,96
(9) Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,51	4,0	0,49	32,9	0,37
(10) Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,28	17,7	0,24	(7,0)	0,26
(11) Índice de rentabilidad	(0,04)	(213,1)	0,04	(38,9)	0,06

Notas:

(1) Este indicador muestra el margen bruto sobre las Ventas Netas de la Sucursal. Para más información, véase “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—Ventas Netas y Subvenciones” y “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2018—Ventas Netas y Subvenciones”.

(2) Este indicador muestra el margen operativo sobre las Ventas Netas de la Sucursal. Para más información, véase “—Reseña y perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—Ventas Netas y Subvenciones” y “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2018—Ventas Netas y Subvenciones.”

(3) Se calcula como el cociente entre el EBITDA y las Ventas Netas de la Sucursal. Para más información, véase “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—EBITDA” y “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2018—EBITDA.”

(4) Se calcula como el cociente entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente.

(5) Se calcula como el cociente entre el Activo no corriente y el Total del Activo de la Sucursal.

(6) Se calcula como el cociente entre el Patrimonio y el Pasivo Total.

(7) Se calcula como el cociente entre el EBITDA y la suma de intereses generados por pasivos. Para más información, véase “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—Resultados Financieros Netos” y “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de diciembre de 2018—Resultados financieros netos.”

(8) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo y largo plazo) y el EBITDA anualizado. Para más

información, véase “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—EBITDA.”

(9) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo) y el total de préstamos (de corto y largo plazo).

(10) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo y largo plazo) y el total de préstamos (de corto y largo plazo) más el Patrimonio.

(11) Se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio y el Patrimonio promedio. Para más información, véase “—Reseña y perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019—Ganancia Neta del Ejercicio” y “—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Resultado Operativo—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora—Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018—Ganancia Neta del Ejercicio.”

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de la Sucursal:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Total de reservas certificadas ⁵⁶ (mmbppe)	2.331,1	2.271,6	2.163,7
Total de reservas probadas ⁵⁷ (mmbppe)	1.361,8	1.358,9	1.287,6
Producción diaria promedio (mbpe) ⁽¹⁾	152,1	163,1	163,9
Ventas Netas y subvenciones ⁵⁸ (en millones de Ps.)	198.367	201.887	123.450
EBITDA ⁵⁹ (en millones de Ps.)	46.814	73.154	45.614
Ganancia Neta (en millones de Ps.) ⁶⁰	(19.723)	12.082	10.481
Inversiones de capital ⁶¹ (en millones de Ps.)	55.373	69.330	42.145

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y está basado en los Estados Financieros correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 bajo NIIF:

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
	(en millones de pesos)		
Resultado Neto	(19.723)	12.082	10.481
Gastos de exploración	182	1	330
Intereses generados por activos	(792)	(1.260)	(447)
Intereses generados por pasivos	20.313	8.571	3.932
Otros resultados financieros	(12.371)	101	(2.996)
Depreciación de propiedad, planta y equipo y de activos por derecho a uso	55.972	37.769	22.857
Amortización de activos intangibles	762	598	344
Deterioro (Recupero) neto de activos financieros y no financieros	16.839	(7.186)	(2.518)
Otros ingresos y egresos — neto	(1.834)	(1.157)	(344)
(Beneficio) Cargo por impuesto a las ganancias – corriente	(1.113)	3.685	851
(Beneficio) Cargo por impuesto a las ganancias - diferido	(11.421)	19.593	13.124
EBITDA	46.814	73.154	45.614

c) Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro presenta la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Sucursal al 31 de diciembre de 2020 confeccionada en pesos y de conformidad con las NIIF:

⁵⁶ Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

⁵⁷ Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

⁵⁸ Nota: Las referencias a las ventas netas y subvenciones se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 (página 3), el 31 de diciembre de 2019 (página 3), y 31 de diciembre de 2018 (página 3)

⁵⁹ Nota: El EBITDA comprende el resultado operativo más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles y el deterioro de activos financieros y no financieros.

⁶⁰ Nota: Las referencias a la ganancia neta se encuentran incluidas en los Estados del Resultado correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 (página 3), el 31 de diciembre de 2019 (página 3), y el 31 de diciembre de 2018 (página 3)

⁶¹ Nota: La información relativa a las Inversiones de Capital se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 (página 6), el 31 de diciembre de 2019 (página 6) y el 31 de diciembre de 2018 (página 12).

Al 31 de diciembre de 2020*(en millones de pesos)*

Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	18.555
Deuda financiera corriente ⁽²⁾ : (Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos y otras deudas financieras	85.141
Obligaciones negociables	27.112
Total deuda financiera corriente	112.253
Deuda Financiera no corriente ⁽²⁾ :	
Préstamos y otras deudas financieras	70.418
Obligaciones Negociables	36.831
Total deuda financiera no corriente	107.249
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	29.661
Capital asignado a la Sucursal	222
Ajuste de capital	239
Otro resultado integral	508.460
Reserva especial	3.932
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865
Patrimonio	564.379
Capitalización total de la Sucursal	783.881

Notas:

- (1) Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición.
- (2) La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

d) 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 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 descrito en el Prospecto.

e) Cambios Significativos

Se hace saber que, salvo por lo mencionado en el presente Prospecto, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los últimos Estados Financieros de la Sucursal.

f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este Prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este Prospecto tituladas “Antecedentes Financieros de la Sucursal” y “Factores de Riesgo”. Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan las expectativas actuales de la Compañía y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada “Factores de Riesgo” y en otras partes de este Prospecto.

Panorama General

Los resultados de las operaciones de la Sucursal se ven afectados principalmente por los siguientes factores:

- el volumen de petróleo crudo y gas natural y productos refinados que la Sucursal produce y vende;

- 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;
- los precios locales, regionales e internacionales del petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados;
- las reglamentaciones y acuerdos que impactan en las estrategias de precio de la Sucursal, incluyendo restricciones de precio locales;
- restricciones a la exportación impuestas por el gobierno argentino, incluyendo restricciones a la exportación y requisitos de abastecimiento local y derechos de exportación;
- programas compensatorios y de estímulo del gobierno;
- el costo de las inversiones de capital de la Sucursal y la disponibilidad de financiamiento;
- el tipo de cambio dólar estadounidense / peso;
- la inflación;
- las huelgas laborales y otras formas de protesta pública en Argentina;
- la dependencia de la red de infraestructura y logística utilizada para entregar sus productos;
- los impuestos;
- las tasas de interés;
- los controles de cambio y de capital;
- crisis o situaciones extraordinarias a nivel global, como por ejemplo el nuevo coronavirus COVID-19, y
- las modificaciones a otras leyes o reglamentaciones que afectan las operaciones de la Sucursal, incluyendo cuestiones ambientales.

Transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal

El 1º de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo todos sus activos y pasivos, a la Sucursal. Las partes suscribieron un acuerdo de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018, y el 1º de abril de 2018, la integración fue consumada y las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente transferidas e integradas con la Sucursal.

Presentación de Información Financiera

Este Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora y sus notas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, todos confeccionados de acuerdo con las NIIF.

Los Estados Financieros 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.

1. Resultado Operativo

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal

Condiciones Macroeconómicas en la Argentina

Debido a que sustancialmente todas las operaciones, instalaciones y clientes de la Sucursal están ubicados en Argentina, la Sucursal se ve afectada por condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno nacional han tenido, y se prevé que seguirán teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Sucursal. Véase “Factores de Riesgo.”

La siguiente tabla establece indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos indicados:

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ⁽¹⁾
Actividad Económica						
PBI Real (pesos de 2004) (% variación)	2,7%	(2,1)%	2,8%	(2,6)%	(2,1)%	(9,9%)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ⁽¹⁾
PBI Real (en mil millones de pesos constantes de 2004)	721.487	706.478	726.390	707.755	692.977	613.801 ⁽²⁾
Inversión Nacional Bruta Real (pesos de 2004) (% variación) como% del PBI	(3,5)%	(5,8)%	13,4%	(6,0)%	(16,0)%	(10,3)% ⁽²⁾
Índices de Precio e Información del Tipo de Cambio						
IPC (medido por el INDEC) (% variación)	11,9% ⁽³⁾	13,7% ⁽³⁾	24,8%	47,6%	54,0%	36,0%
IPC (medido por la Ciudad de Buenos Aires) (% variación) ⁽⁶⁾	26,9%	41,0%	26,1%	45,5	50,6%	30,5%
IPC (medido por de la Provincia de San Luis) (% variación) ⁽⁴⁾	31,6%	31,4%	24,3%	50,0%	57,6%	⁽⁵⁾
IPIM (% variación)	12,7% ⁽³⁾	34,5% ⁽³⁾	18,8%	73,5%	58,5%	35,4%
Tipo de Cambio Nominal ⁽⁶⁾ (en Ps./US\$ al cierre del período)	13,005	15,850	18,774	37,70	59,9%	84,145

Fuentes: Ministerio de Economía, Banco Central e INDEC.

Nota:

(1) Última información disponible, según consta para cada rubro en las notas al pie a continuación.

(2) Datos al 30 de septiembre de 2020.

(3) El índice de precios al consumidor y el índice de precios mayoristas para 2016 contienen datos de enero a octubre de 2016 únicamente.

(4) El 8 de enero de 2016, basado en su determinación de que el INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, el nuevo gobierno declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en base a estas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras del IPC oficiales publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis para referencia, las cuales se incluyen en el presente. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC comenzando con el mes de mayo de 2016.

(5) Información no disponible.

(6) Tipos de cambio de referencia mayoristas publicados por el Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).

Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la argentina, lo cual podría llegar a dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina.”

Medidas recientes del Gobierno Argentino

Alberto Fernández fue electo presidente de la Argentina y asumió su mandato el 10 de diciembre de 2019. Desde su asunción, la nueva administración ha anunciado e implementado diversas reformas económicas y de políticas significativas.

En tal sentido, y dentro de las nuevas medidas adoptadas por la nueva administración, se encuentra la sanción de la Ley de Solidaridad, la cual, entre otras cuestiones, declaró, hasta el 31 de diciembre de 2020, la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó ciertas facultades del Poder Legislativo Nacional al Poder Ejecutivo Nacional para poder implementar cambios en las áreas mencionadas.

Entre las medidas tomadas por la nueva administración, se encuentra la sanción de la Ley de Solidaridad. Por medio de la citada norma, la nueva administración dispuso varias reformas normativas, principalmente de índole económica, tales como:

- (i) *Congelamientos de tarifas.* Se estableció que por un período de 180 días no podrán aumentarse las tarifas de servicios de gas y electricidad, plazo que fue posteriormente prolongado por 180 días adicionales desde su vencimiento, es decir, hasta el 17 de diciembre de 2020. Mediante el Decreto N°1020/2020 dicho plazo fue prorrogado hasta el 17 de marzo de 2021 o hasta que entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del régimen tarifario de transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero. Mediante las Resoluciones N°16/2021 de la interventora del ENRE y N°47/2021 del ENARGAS se inició el proceso para fijar tales cuadros tarifarios. Para más información véase “Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina” en este Prospecto.
- (ii) *Impuestos por la compra de divisas.* Se estableció un impuesto denominado “Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria” por un período de cinco años, que grava la compra de divisa extranjera por parte de personas humanas y jurídicas, aplicable también en el caso de compras en el exterior realizadas con tarjetas de crédito emitidas en la Argentina, o para la adquisición de servicios y transporte fuera del país; ello, además de la aplicación de los diversos controles cambiarios

vigentes en la actualidad, referidos en “*Información Adicional—Controles de cambio*” en este Prospecto. Mediante la Resolución General N°4815, la Administración Federal de Ingresos Públicos implementó un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por este impuesto.

- (iii) *Escalas jubilatorias.* Mediante la Ley de Solidaridad se suspendió por 180 días la ley de movilidad jubilatoria creada bajo la administración anterior. Durante el 2020 el gobierno nacional definió por decreto los aumentos aplicables a los pagos de las jubilaciones. Mediante la Ley N°27.609, con efectos a partir del 4 de enero de 2021, se estableció una nueva fórmula de movilidad jubilatoria que ajusta las jubilaciones en función de la recaudación fiscal y la evolución de los salarios.
- (iv) *Exportaciones de Hidrocarburos.* El artículo 52 de la Ley de Solidaridad estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*), sin perjuicio de que el Poder Ejecutivo Nacional puede fijar alícuotas inferiores. Posteriormente a través del Decreto 488, se establecieron alícuotas entre el 0% y el 8% para ciertas mercaderías de la industria hidrocarburífera (incluyendo los hidrocarburos) que se calcularán en función del esquema descripto en “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.
- (v) *Retenciones e impuestos.* Se establecieron reformas a la Ley de Impuesto a las Ganancias, entre otros aspectos, en lo referido a la renta derivada de inversiones financieras. En tal sentido, se otorgaron exenciones del impuesto cedular para ciertas ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina.
- (vi) *Reestructuración de la deuda soberana de la Argentina.* Con fecha 12 de febrero de 2020, el Congreso de la Nación aprobó la Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delega y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional los medios necesarios para la consecución de ello. En el marco de dicha ley, con fecha 22 de abril de 2020, la Argentina presentó ante la SEC una propuesta de reestructuración de parte de su deuda pública denominada en moneda extranjera bajo ley extranjera por un monto de US\$65 mil millones, lo cual fue ratificado por los Decretos N°391/2020 y N°404/2020 del Poder Ejecutivo Nacional que establecieron los términos y condiciones de los nuevos bonos a ser emitidos; en tal sentido, el gobierno argentino abrió un período para la aceptación de esta propuesta por parte de sus acreedores. Las negociaciones con los acreedores continuaron y la referida propuesta fue varias veces modificada y prorrogada.

El 3 de agosto de 2020 el gobierno argentino informó que se llegó a un Acuerdo Preliminar entre el gobierno argentino y los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores, que poseerían aproximadamente el 60% de los bonos elegibles en circulación, que les permitirá a los miembros de los tres grupos de acreedores apoyar la propuesta de reestructuración de deuda de la Argentina y otorgarle al país un alivio de deuda significativo.

Como consecuencia del Acuerdo Preliminar, el gobierno argentino realizó la presentación de una modificación a la propuesta presentada en la SEC que incluía la prórroga del plazo para aceptar la propuesta y la modificación de ciertas fechas de pago, para aumentar el valor de la misma para los acreedores, cuyo vencimiento operó el 28 de agosto de 2020 con una adhesión de aproximadamente el 99% de los bonos elegibles en circulación. El 4 de septiembre de 2020 operó el cierre del canje y entrega de los nuevos bonos. Para más información, véase “*Factores de riesgo— Riesgos relacionados con la Argentina— La capacidad del gobierno argentino de obtener financiación en los mercados de capitales internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico*”.

- (vii) *Diferimiento del vencimiento de deuda pública denominada en Dólares Estadounidenses bajo ley local.* El Decreto N°141/2020 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 11 de febrero de 2020 en el Boletín Oficial, pospuso los pagos de cuotas de amortización de los “Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020” hasta el 30 de septiembre de 2020, sin alcanzar a las personas humanas que al 20 de diciembre tenían en cartera montos de capital inferiores a US\$20.000. Adicionalmente, el 6 de abril de 2020 fue publicado el Decreto N°346/2020 del Poder Ejecutivo Nacional (el “Decreto N°346”) que establece el diferimiento de pagos de capital e intereses de una parte significativa de la deuda pública denominada en Dólares Estadounidenses bajo ley local (con ciertas excepciones detalladas en la norma). Adicionalmente, recientemente fue

sancionada la Ley N°27.556 que dispone la reestructuración de cierta deuda de Argentina instrumentada en títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local mediante una operación de canje, con el objetivo de darle un trato de igualdad a los tenedores de bonos locales en relación a los acreedores externos. A la fecha del presente Prospecto, la Sucursal no poseía en cartera ninguno de los bonos alcanzados por el Decreto N°346 y la Ley N°27.556.

- (viii) *Barril Criollo*: a través del Decreto 488, se establece un Precio Fijo para la venta de petróleo crudo en el mercado doméstico hasta el 31 de diciembre de 2020, el cual quedó sin efecto el 26 de agosto de 2020. Para más información véase “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*” en este Prospecto.
- (ix) *Moratoria Fiscal*: con fecha 26 de agosto de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley N°27.562 (la “Ley de Moratoria Fiscal”) en el marco de la Ley de Solidaridad que prevé la ampliación de la moratoria fiscal con el objeto de paliar los efectos del nuevo coronavirus COVID-19. La moratoria será aplicable para deudas vencidas hasta el 31 de julio de 2020 de personas humanas y jurídicas responsables de tributos y de recursos de la seguridad social. La Ley de Moratoria Fiscal excluye de la moratoria a sujetos (excepto MiPyMEs, entidades sin fines de lucro y pequeños contribuyentes) que posean activos financieros en el exterior y no repatrien por lo menos el 30% dentro de los 60 días desde la adhesión al régimen. Asimismo, prevé, entre otras cuestiones, un descuento del 15% para quienes adhieran al régimen y efectúen el pago de deudas al contado, posibilitando asimismo, el pago en hasta 48, 60, 96 o 120 cuotas, según el tipo de deuda que se regularice, a una tasa de interés fija del 2% mensual durante las seis primeras cuotas, aplicando tras ello la Tasa Badlar Privada.
- (x) *Aporte solidario, extraordinario y por única vez vinculado a los patrimonios de las personas humanas*: Mediante la Ley N°27.605, publicada en el Boletín Oficial con fecha 18 de diciembre de 2020, se creó una contribución extraordinaria de pago único aplicable sobre los bienes de las personas alcanzadas por la misma. Este impuesto único grava el patrimonio de las personas físicas residentes y no residentes y de las sucesiones indivisas existente al 18 de diciembre de 2020. Los residentes argentinos y personas humanas de nacionalidad argentina cuyo domicilio o residencia se encuentre en “jurisdicciones no cooperantes” o “jurisdicciones de baja o nula tributación” están alcanzados por este impuesto por sus activos ubicados en Argentina y en el exterior, mientras que este impuesto será aplicable a los no residentes sólo por sus activos ubicados en Argentina. Este impuesto se aplicará a los contribuyentes que tengan bienes por un valor igual o mayor a Ps.200.000.000. Los bienes serán valuados de acuerdo a los términos establecidos en el título VI de la Ley N°23.966 de bienes personales y sus modificatorias, independientemente del tratamiento que revistan frente al impuesto a los bienes personales y sin deducción de mínimo no imponible alguno. Las alícuotas aplicables varían entre el 2% y el 3,5% para los bienes situados en Argentina o los activos repatriados conforme la Ley N° 27.605, y entre el 3% y el 5,25% para los activos situados en el extranjero. Mediante el Decreto N°42/2021, publicado en el Boletín Oficial con fecha 29 de enero, fue reglamentado este impuesto. Entre otras cuestiones, el mencionado decreto fijó la forma de valuación de participaciones en sociedades reguladas por la Ley General de Sociedades, la obligatoriedad de los sujetos del exterior de designar un único responsable sustituto por todos los bienes que tuviese en la Argentina y las inversiones que podrán realizarse con los activos financieros que sean repatriados. Posteriormente la AFIP emitió la Resolución General N°4930/2021 mediante la cual reguló diversos aspectos de este impuesto.

Medidas tomadas por el gobierno argentino como respuesta al nuevo coronavirus COVID-19

A partir de la declaración de la OMS que calificó al brote del nuevo coronavirus COVID-19 como una pandemia, el gobierno argentino ha implementado, entre otras, las siguientes medidas con el fin de limitar el avance y la propagación del nuevo coronavirus COVID-19 dentro del territorio argentino:

- *Emergencia Pública*: mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°260/2020, publicado en el Boletín Oficial el día 12 de marzo de 2020, se: (1) amplió la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley de Solidaridad; (2) otorgaron facultades especiales al Poder Ejecutivo Nacional y al Ministerio de Salud para mitigar los efectos del brote del nuevo coronavirus COVID-19; (3) impuso un aislamiento obligatorio de 14 días para ciertas personas; (4) impuso la obligación de la población de reportar síntomas; (5) impuso una suspensión temporaria de vuelos provenientes de las “zonas afectadas” por el plazo de 30 días (el cual fue prorrogado en diversas oportunidades).
- *Aislamiento Obligatorio*: Con fecha 20 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” (el “ASPO”) a través del Decreto de Necesidad y

Urgencia N°297/2020 para todas las personas que habiten o se encuentren temporariamente en el territorio de la Argentina.

Posteriormente se introdujeron diversas modificaciones y prórrogas al ASPO. Asimismo, con fecha 9 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso nuevas medidas de “distanciamiento social, preventivo y obligatorio” (el “DISPO”) en determinadas jurisdicciones, incluidas el área metropolitana de Buenos Aires (el “AMBA”).

Las disposiciones aplicables al DISPO serán aplicables únicamente en aquellas jurisdicciones en las que:

- (1) el sistema de salud cuente con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda sanitaria;
- (2) no estén definidas por la autoridad sanitaria nacional como una jurisdicción con “transmisión comunitaria sostenida” del nuevo coronavirus COVID-19; y
- (3) la razón de casos confirmados, definida como el cociente entre el total de casos confirmados de las últimas dos semanas epidemiológicas cerradas, y el total de casos confirmados correspondientes a las dos semanas previas, sea inferior a 0,8, no siendo este requisito aplicable si, por la escasa o nula cantidad de casos, no puede realizarse el cálculo.

Tanto el ASPO como el DISPO fueron sucesivamente prorrogados. A la fecha ningún aglomerado urbano, ni departamento ni partido de las Provincias se encuentra alcanzado por el ASPO, salvo por el área metropolitana de la Ciudad de Formosa. Las medidas de DISPO se encuentran vigentes hasta el 9 de abril de 2021.

Las medidas relativas al DISPO incluyen, entre otras, que las personas deberán mantener entre ellas una distancia mínima de dos metros, utilizar tapabocas en espacios compartidos, y dar estricto cumplimiento a los protocolos de actividades y a las recomendaciones e instrucciones de las autoridades sanitarias.

Adicionalmente, ciertas actividades continúan prohibidas en el DISPO, como los eventos de más de diez personas en lugares cerrados, los cines, teatros, clubes y centros culturales. El DISPO asimismo prevé la posibilidad de la reanudación de actividades escolares y no escolares presenciales, las cuales deberán ser autorizadas previamente por el Ministerio de Educación de la Nación. Para mayor información sobre este tema, véase “*Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la Argentina— La propagación de enfermedades contagiosas como el nuevo coronavirus COVID-19 podrían tener un efecto adverso en las operaciones de la Sucursal*” y “*Antecedentes Financieros de la Sucursal— Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal— Condiciones Macroeconómicas de Argentina*” en el Prospecto.

- *Prohibición de ingreso al territorio argentino:* el 14 de marzo de 2020, el Ministerio de Salud a través de la Resolución N°567/2020 estableció la prohibición de ingreso al país para personas extranjeras no residentes. Sin perjuicio de ello, en virtud del Decreto N°814/2020, y sus normas modificatorias y reglamentarias, se dio comienzo a un proceso de reingreso de extranjeros residentes de países limítrofes, con diversas limitaciones y protocolos, el cual fue instrumentado mediante diversas decisiones administrativas, y que continuará vigente hasta el 9 de abril de 2021.
- *Prohibición de suspensión de servicios:* mediante el Decreto N°311 se dispuso que las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, telefonía fija o móvil e internet y TV por cable, por vínculo radioeléctrico o satelital, no podrán disponer, suspender o cortar los servicios a ciertos usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternadas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, a través del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N°543/2020 se modificó lo establecido por el Decreto N°311, disponiendo que los prestadores de los servicios de electricidad y gas natural por redes no podrán interrumpir dichos servicios con relación a los usuarios allí especificados, en caso de falta de pago de hasta seis facturas consecutivas con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, que luego fue ampliado nuevamente a siete facturas consecutivas.
- *Prohibición de despidos:* Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°329/2020 de fecha 31 de marzo de 2020, se prohibieron los despidos sin justa causa y por causal de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor por 60 días contados a partir de la fecha de publicación del decreto. Asimismo, se prohibieron las suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo por un plazo de 60 días desde el 31 de marzo de 2020, exceptuando las suspensiones bajo

el artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 (suspensiones pactadas individual o colectivamente u homologadas por la autoridad de aplicación, conforme normas legales vigentes). Los despidos y suspensiones que se dispongan en violación a esta prohibición no tendrán efecto alguno. Mediante el Decreto N°487/2020 se prorrogó por 60 días corridos la prohibición de despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor y la posibilidad de efectuar suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo, dejando a salvo las suspensiones acordadas en los términos del Artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo. Dicho plazo fue sucesivamente prorrogado. Con fecha 22 de enero de 2021, el Decreto 39/2021 extiende la prohibición de los despidos sin causa y suspensiones por falta de trabajo o fuerza mayor hasta el 24 de abril de 2021 inclusive. Adicionalmente, hasta el 31 de diciembre de 2021 inclusive, se mantiene vigente la obligación de abonar las indemnizaciones por despido duplicadas (esto es el 100% de la indemnización por antigüedad, preaviso e integración). Adicionalmente, el Decreto dispone que en ningún caso el monto total de la duplicación podrá exceder los Ps.500.000, por lo que se establece un tope máximo por la duplicación.

- *Congelamiento de locación de inmuebles:* se estableció, para ciertos inmuebles, el congelamiento en los montos que se deben abonar en concepto de la locación de los mismos y la suspensión de desalijos originados en falta de pago de locaciones.
- *Medidas impositivas:* entre otras medidas, el gobierno nacional: (1) redujo la alícuota del impuesto a los débitos y créditos por un plazo de 90 días para empleadores correspondientes a establecimientos e instituciones relacionadas con la salud; (2) se prorrogaron diversos regímenes de facilidad de pagos; (3) postergó el vencimiento, o redujo de hasta el 95% del pago de las contribuciones patronales correspondientes al mes de julio 2020, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos, (4) se prorrogó el plazo para comunicar la reorganización de sociedades, fondos de comercio, empresas o explotaciones bajo el artículo 80 de la Ley de Impuesto a las Ganancias; (5) se prorrogó la fecha del pago a cuenta del impuesto sobre los bienes personales por parte de los responsables, como asimismo, la fecha para solicitar su eximición; y (6) se creó un régimen de facilidades de pago para la cancelación de las obligaciones impositivas, aduaneras y de seguridad social incluidas en los planes de facilidades de pago dispuestos por las RG 4057, 4166 y 4268 cuya caducidad haya operado hasta el día 30 junio de 2020, inclusive, con sus respectivos intereses y multas.

A la fecha del presente Prospecto, es difícil estimar el impacto que tendrá las medidas antes referidas en la condición financiera y las operaciones de la Sucursal. Es probable que la demanda de los productos y servicios de la Sucursal se vean negativamente afectados por las condiciones macroeconómicas generadas por el nuevo coronavirus COVID-19, y por las medidas que la actual administración adoptó y podría adoptar en el futuro para evitar la propagación de la pandemia. Particularmente, debido a las órdenes del gobierno argentino de cerrar virtualmente las fronteras argentinas y la fuerte disminución de la demanda de vuelos, la demanda de combustible para aviones también ha estado (y probablemente continuará estando) sujeta a una disminución significativa, ello también ha ocurrido con la demanda de combustible en el transporte terrestre al disponerse el “*aislamiento social, preventivo y obligatorio*”. La reducción en la demanda de los productos de la Sucursal podría llevar a reducir los niveles de procesamiento de petróleo crudo, lo que afectaría los márgenes operativos de la Sucursal. Cualquier medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar un brote de una enfermedad contagiosa u otro desarrollo adverso de salud pública puede tener un efecto adverso en las operaciones de la Sucursal. Para más información, véase “*Riesgos Relacionados con la Emisora—La pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, y las medidas tomadas por el gobierno para limitar la expansión del virus, están teniendo un impacto significativo en la economía global y de la Argentina*”, “*Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*”, “*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal—e) Cambios significativos*”, y “*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal—1. Resultado Operativo—Información sobre Tendencias*”, en este Prospecto.

Inflación

Históricamente, 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. Para información sobre la inflación de 2015 a 2020, ver la tabla sobre indicadores económicos clave más arriba.

Un aumento sustancial en la inflación, por encima de la depreciación del peso, podría impactar en los resultados de las operaciones de la Sucursal 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 Sucursal 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 Argentina. Para información sobre las fluctuaciones del peso argentino, véase “*Información Adicional—Tipos de Cambio*”.

Una parte sustancial de los ingresos de la Sucursal 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 en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una porción sustancial de los costos 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 la Sucursal, están denominadas en Dólares Estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

Negociaciones con el FMI

El 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el FMI anunciaron el arribo a un acuerdo técnico en el marco del cual el FMI otorgó un préstamo en stand-by a la Argentina por un monto de hasta US\$50 mil millones por un plazo de hasta tres años. El 26 de septiembre de 2018 el gobierno argentino informó que se habían acordado ciertas modificaciones al acuerdo, que incluyó un aumento de US\$19 mil millones en los fondos que el FMI pondría a disposición hasta fines de 2019, con lo cual, el monto total de fondos disponibles en virtud del programa ascendía a US\$57,1 mil millones hasta 2021.

Con fecha 27 de agosto de 2019, los técnicos del FMI realizaron una nueva visita al país en el marco de la revisión del cumplimiento de las obligaciones de Argentina bajo el Acuerdo con el FMI. Luego de su visita técnica el FMI anunció que se encontraba evaluando la situación de Argentina para definir la realización de un desembolso por US\$5.400 millones bajo el Acuerdo con el FMI. Durante septiembre de 2019 el FMI anunció que no continuaría realizando desembolsos bajo el Acuerdo con el FMI.

Entre 2018 y 2019, el FMI desembolsó aproximadamente US\$44,1 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI. Adicionalmente, luego de las elecciones presidenciales, la nueva administración anunció su intención de renunciar al tramo remanente de US\$11 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI y de renegociar los términos del mismo.

En febrero de 2020 el FMI emitió un reporte en el cual consideraba que la deuda de Argentina no era sostenible y enfatizaba la importancia de continuar un proceso colaborativo con los acreedores privados para maximizar su participación en la eventual operación de deuda, apoyando los anuncios del gobierno argentino relativos a la necesidad de devolver la sostenibilidad a la deuda pública externa de Argentina.

Con posterioridad, autoridades del FMI y del gobierno argentino anunciaron que la Argentina planea solicitar formalmente el inicio de conversaciones para renegociar los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI. Con fecha 26 de agosto de 2020, el FMI publicó el Comunicado de Prensa N°20/287, en virtud del cual el FMI informó la solicitud del gobierno argentino de iniciar negociaciones sobre un nuevo programa respaldado por el FMI. Con fecha 6 de octubre de 2020, una delegación del FMI llegó a la Argentina a fin de iniciar las conversaciones para implementar el nuevo programa. Más recientemente, con fecha 10 de noviembre de 2020, una nueva delegación del FMI llegó a la Argentina a fin de continuar las conversaciones para un nuevo programa de asistencia con el gobierno argentino. A la fecha de este Prospecto continúan las negociaciones entre el gobierno argentino y el FMI.

Sector del Petróleo y Gas en Argentina

Sobre este tema véase “*Información sobre la Emisora—Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

Regulación⁶²

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. Véase “*Riesgos Relacionados con la Industria de Petróleo y Gas—Las operaciones de la Compañía se encuentran sujetas a considerable regulación*”. 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 Argentina, incluyendo los efectos de fluctuaciones en los tipos de cambio e inflación.

Los requisitos de abastecimiento local y, en el pasado, las restricciones a la exportación han sido algunas de las políticas utilizadas por el gobierno argentino para impulsar a los productores de petróleo y gas nacionales a desviar los suministros de los mercados de exportación o industriales para subsidiar a clientes locales, en particular, en

⁶² *Nota:* Corresponde a información interna de la Compañía, salvo que se indique lo contrario en el sentido de los párrafos aquí señalados.

mercados minoristas y 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 y 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 Argentina. Estos programas pueden tener un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sucursal para cualquier período particular. Para más información sobre la regulación argentina, véase “*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*”.

Existen restricciones regulatorias sobre la venta de productos refinados al mercado minorista. La Sucursal vende una cantidad significativa de petróleo y gas natural a su refinería, que luego vende productos refinados al mercado. Para una descripción de nuestro negocio de *downstream*, véase “*Información sobre la Emisora—Operaciones de Downstream*”.

Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora

Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2020 en Comparación con el Ejercicio Finalizado al 31 de Diciembre de 2019

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 de la Sucursal y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros y las respectivas notas a los mismos incluidos por referencia a este Prospecto. Dichos Estados Financieros 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 ejercicios debe tenerse presente que el tipo de cambio promedio entre el Dólar Estadounidense y el Peso del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue 46% superior respecto del tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. También debe tenerse presente que el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 está impactado por los efectos generados por la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19.

Ventas Netas y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal disminuyeron Ps.3.520 millones, el 2%, de Ps.201.887 millones en 2019 a Ps.198.367 millones en 2020. Las ventas netas del segmento *downstream* aumentaron Ps.2.318 millones pasando de Ps.136.337 millones en 2019 a Ps.138.655 millones en 2020, un 2% de incremento, aun cuando el volumen de ventas total de naftas y gas oil disminuyó 15% entre dichos años. En relación al segmento *upstream* el volumen de volumen de crudo y gas natural vendido disminuyó el 7% y el 14%, respectivamente, entre ambos ejercicios, el monto de las ventas netas disminuyó Ps.8.747 millones, el 14%, de Ps.61.850 millones en 2019 a Ps.53.103 millones en 2020. El precio promedio en Pesos entre ambos períodos disminuyó 16% para el crudo y se incrementó 3% para el gas natural. Adicionalmente en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 las subvenciones reconocidas fueron de Ps.6.609 millones y Ps.3.700 millones, respectivamente.⁶³

La producción diaria total de petróleo y gas disminuyó 6% de 162 mmbpe a 152 mmbpe en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2020, respectivamente. La producción diaria de petróleo disminuyó 3% de 105,6 mmbbl en 2019 a 102,40 mmbbl en 2020. Dicha disminución diaria de la producción de petróleo es atribuible principalmente a la disminución en la actividad en Cerro Dragón y en menor medida de Bandurria Centro que son parcialmente compensadas por el incremento en varias de las otras áreas de la cuenca Neuquina. La producción diaria de gas disminuyó 12%, de 326 millones de pies cúbicos diarios en 2019 a 288 millones de pies cúbicos diarios en 2020. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Lindero Atravesado, Acambuco y Aguada Pichana Residual.

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 24% de Ps.139.751 millones en 2019 a Ps.173.964 millones en 2020. La diferencia de Ps.34.213 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: a) Entre ambos ejercicios hubo una disminución de Ps.2.775 millones en las compras netas de las variaciones de stock (incluyendo el efecto de conversión) que pasaron de Ps.39.341 millones en 2019 a Ps.36.566 millones en 2020, una disminución del 7%. b) Por su parte los gastos correspondientes al costo de producción aumentaron Ps.36.988 millones, el 37%, pasando de Ps.100.410 millones en 2019 a Ps.137.398 millones en 2020 como consecuencia de

⁶³ **Nota:** La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4 a) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (página 50) e información interna de la Sucursal.

las siguientes variaciones: la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo, activos por derecho a uso e intangibles aumentó 48% de Ps.36.441 millones en el 2019 a Ps.53.936 millones en 2020, los servicios contratados aumentaron 44% de Ps.21.213 millones en 2019 a Ps.30.516 millones en 2020 (impulsados en parte por los costos improductivos de mantener equipos de perforación y *workover* sin operar y otras variaciones como consecuencia de la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19), impuestos, tasas y contribuciones se mantuvo estable (Ps.19.633 millones en 2019 y Ps.19.614 millones en 2020) y finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones sociales y otros) aumentaron 44% de Ps.23.123 millones en 2019 a Ps.33.332 millones en 2020.⁶⁴

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 33% de Ps.13.185 millones en 2019 a Ps.17.561 millones en 2020. La diferencia de Ps.4.376 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 28% de Ps.6.360 millones en 2019 a Ps.8.171 millones en 2020, impuestos, tasas y contribuciones aumentó 49% de Ps.1.870 millones en el 2019 a Ps.2.792 millones en 2020, los servicios contratados y honorarios y retribuciones por servicios aumentaron 35% de Ps.2.229 millones en 2019 a Ps.3.001 millones en 2020 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 32% de Ps.2.726 millones en 2019 a Ps.3.597 millones en 2020.⁶⁵

Gastos de Exploración

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 los gastos de exploración no fueron significativos (ascendieron a Ps.182 millones). En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 hubo gastos de exploración por solo Ps.1 millón.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron 18% de Ps.14.164 millones en 2019 a Ps.16.762 millones en 2020. La diferencia de Ps.2.598 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: impuestos, tasas y contribuciones aumentó 4% de Ps.3.880 millones en 2019 a Ps.4.042 millones en 2020, las remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 31% de Ps.2.773 millones en 2019 a Ps.3.641 millones en 2020, transporte, acarreo y almacenaje aumentó 31% de Ps.2.489 millones en 2019 a Ps.3.257 millones en 2020, las regalías por uso de marca, comisiones y gastos de publicidad y propaganda aumentaron en conjunto 15% de Ps.2.085 millones en 2019 a Ps.2.405 millones en 2020 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 16% de Ps.2.937 millones en 2019 a Ps.3.417 millones en 2020.⁶⁶

(Deterioro) recupero neto de deterioro de activos no financieros

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia indirecta de la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19, se registraron Ps.17.030 millones por deterioro neto de activos no financieros correspondientes a las siguientes unidades generadoras de efectivo (UGEs): Piedra Clavada – Koluel Kaike, Bandurria Centro, Lindero Atravesado y Downstream por Ps.1.482 millones de recupero y Ps.8.229 millones, Ps.5.830 millones y Ps.4.453 millones de deterioro, respectivamente. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 hubo un recupero de deterioro neto de activos no financieros por Ps.7.186 millones, correspondientes a recuperos de deterioro por Ps.13.221 millones y Ps.1.136 millones de las UGEs Lindero Atravesado y Piedra Clavada – Koluel Kaike, respectivamente y a una pérdida por deterioro de Ps.7.171 millones con relación a la UGE Bandurria Centro. Ver Nota 20 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros fueron pérdida neta de Ps.7.412 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y de Ps.7.150 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, una disminución del 4%. La variación se explica por los siguientes conceptos: a) la diferencia de cambio y otros conceptos incluidos en otros resultados financieros pasaron de Ps.101 millones de pérdida en el 2019 a Ps.12.371 millones de ganancia en el 2020 y b) por el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que pasaron de una pérdida neta de Ps.7.311 millones en 2019 a Ps.19.521 millones en 2020. Las diferencias en ambos casos se explican principalmente como consecuencia del incremento de la proporción de la

⁶⁴ *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 al 31 de diciembre de 2020 (página 51 y 52) e información interna de la Sucursal.

⁶⁵ *Nota:* Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (página 52) e información interna de la Sucursal.

⁶⁶ *Nota:* Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (página 52) e información interna de la Sucursal.

deuda financiera neta en pesos cuyos intereses nominales mencionados en b) son mayores, mientras que la diferencia de cambio positiva generada por la devaluación del peso respecto del dólar (recordar que esta última es la moneda funcional de la Sucursal) se incluye en a).⁶⁷

(Deterioro) recupero neto de deterioro de activos financieros

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 se registró una pérdida neta de Ps.357 millones por la incobrabilidad estimada mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 se registró una ganancia neta de Ps.191 millones habida cuenta del menor nivel de riesgo de incobrabilidad.

Otros ingresos y (egresos) - neto

El rubro otros ingresos y (egresos) – neto, ascendió a una ganancia neta de Ps.1.157 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 registra una ganancia de Ps.1.834 millones. En ambos ejercicios los principales componentes son venta de materiales, propiedad, planta y equipo (bienes de uso), prestación de ciertos servicios administrativos y resultados generados por el balanceo de gas en áreas con participaciones conjuntas.

EBITDA

Principalmente como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA disminuyó 36%, de Ps.73.154 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 a Ps.46.814 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de Ps.23.278 millones de cargo neto en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 a Ps.12.534 millones de beneficio neto en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, básicamente como consecuencia de que el resultado antes de impuestos pasó de una ganancia de Ps.35.360 millones en 2019 a una pérdida de Ps.32.257 millones en 2020, del efecto derivado de la variación de la inflación por la aplicación del ajuste por inflación impositivo y de los efectos de la variación en el tipo de cambio entre el peso y el dólar entre ambos períodos en los resultados contables e impositivos que generan diferencias temporales y/o permanentes en el impuesto diferido, principalmente por resultados financieros y la disminución del valor impositivo de propiedad, planta y equipo (bienes de uso) medidos en la moneda funcional de la Sucursal.⁶⁸

Resultado neto del ejercicio

El resultado neto disminuyó de Ps.12.082 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 a Ps.19.723 millones de pérdida neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros y las respectivas notas a los mismos. Dichos Estados Financieros y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos.

Ventas Netas y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron 64% de Ps.123.450 millones en el año 2018 a Ps.201.887 millones en el ejercicio 2019. Este aumento se debió al efecto neto de los siguientes conceptos: (i) incremento del 97% de las ventas netas del negocio de *downstream* de Ps.69.265 millones en el año 2018 a Ps.136.337 millones en el ejercicio 2019 (netas de retenciones a las exportaciones de Ps.158 millones en 2018 y Ps.791 millones en 2019). Este incremento se explica en parte por aproximadamente un tercio más de volumen dado que las operaciones del negocio de *downstream* se incorporaron el 1 de abril de 2018 a partir de la transferencia del fondo de comercio de Axion y por el incremento de los precios en pesos; (ii) aumento de las ventas netas del negocio de *upstream* del 15% de Ps.53.944 millones en 2018 a Ps.61.850 millones en el año 2019 (netas de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos de Ps.1.330 millones en 2018 y Ps.4.087 millones en 2019) principalmente por el efecto de la revaluación del dólar entre ambos ejercicios, del aumento del orden del 3% en dólares de los precios de venta del petróleo (considerando el total de venta, tanto al mercado local como la exportación), de la disminución del 35% del volumen de crudo vendido (básicamente habida cuenta de que

⁶⁷ Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 (página 3).

⁶⁸ Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 y de información interna de la Sucursal (página 3).

desde el 1 de abril de 2018 la mayor parte de la producción se refina internamente en la refinería de Campana recibida de Axion en oportunidad de la transferencia de su fondo de comercio, sin perjuicio de ello, dentro de durante 2018, se computan tres meses (previos a la transferencia del fondo de comercio) en la que se produjeron ventas de crudo a Axion Argentina, las cuales fueron contabilizadas como ventas a terceros y del incremento en pesos en los precios de venta del gas natural (cuyo volumen de ventas disminuyó un 12%); y (iii) en el año 2018 se recibieron subvenciones del gobierno por Ps.241 millones provenientes de los distintos programas de estímulo, mientras que en 2019 se recibieron Ps.3.700 millones.⁶⁹

La producción total de petróleo y gas se mantuvo en niveles similares en ambos años (164 mmbpe en 2018 y 162 mmbpe en 2019, es decir una disminución del 1%). La producción de petróleo aumentó 3% de 102,6 mmbbl en el año 2018 a 105,6 mmbbl en 2019. Este incremento es atribuible principalmente a las áreas Cerro Dragón, Lindero Atravesado y Bandurria Centro. La producción de gas decreció alrededor del 8%, de 355 millones de pies cúbicos diarios en el año 2018 a 326 millones de pies cúbicos diarios en 2019. La disminución de la producción de gas es atribuible principalmente a las áreas Lindero Atravesado y Cerro Dragón.

Costo de Ventas⁷⁰

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 67%, de Ps.83.634 millones en el año 2018 a Ps.139.751 millones en el año 2019. Este aumento se debió principalmente al efecto neto de las siguientes variaciones: (i) un aumento de 73% en compras y variación de inventario de Ps.26.122 millones en el año 2018 a Ps.45.134 millones en el año 2019; (ii) un aumento de 44% en servicios contratados y otros de Ps.14.692 millones en el año 2018 a Ps.21.213 millones en el año 2019; (iii) un aumento de 48% en impuestos, tasas y contribuciones, de Ps.13.246 millones en el año 2018 a Ps.19.633 millones en 2019; y (iv) un aumento de 59% en depreciaciones de Ps.22.431 millones en 2018 a Ps.35.543 millones en 2019.. Todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 155% de Ps.7.143 millones en 2018 a Ps.18.228 millones en el año 2019.

(Deterioro) recupero de deterioro neto de activos no financieros, neto

En el año 2019 se registró un recupero neto de deterioro de activos no financieros (áreas productivas hidrocarburíferas) por Ps.7.186 millones, mientras que en el año 2018 se registró un recupero neto de Ps.3.030 millones por este concepto (este último incluido en el costo de ventas)⁷¹.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron de Ps.330 millones en el año 2018 a Ps.1 millón en el año 2019, básicamente debido a la disminución en la actividad de relevamientos geológicos y geofísicos.

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 61% de Ps.8.182 millones en el año 2018 a Ps.13.185 millones en el año 2019. Este aumento se debió básicamente a: (i) el incremento de 79% en remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo contribuciones sociales) de Ps.3.547 millones en el año 2018 a Ps.6.360 millones en el año 2019; (ii) el aumento de 19% en impuestos, tasas y contribuciones de Ps.1.574 millones en el año 2018 a Ps.1.870 millones en el año 2019; (iii) el incremento de 76% en honorarios y retribuciones por servicios de Ps.952 millones en el año 2018 a Ps.1.673 millones en el año 2019; y (iv) el 56% de aumento de todos los demás conceptos que en conjunto pasaron de Ps.2.109 millones en el año 2018 a Ps.3.282 millones en el año 2019.⁷²

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron 119% de Ps.6.191 millones en el año 2018 a Ps.14.164 millones en el año 2019. Aproximadamente un tercio del incremento se explica porque las operaciones de *downstream* que originan estos gastos se incorporaron a partir del 1 de abril de 2018 como consecuencia de la transferencia del fondo de comercio de Axion (consecuentemente en 2019 hay doce meses de actividad contra 9 meses de actividad en 2018) y por el incremento de los precios en pesos. Dicho incremento se debió básicamente a: (i) el aumento de 99% en remuneraciones y beneficios sociales al personal (incluyendo Contribuciones sociales) de Ps.1.391 millones en el año 2018 a Ps.2.773 millones en el año 2019; (ii) el aumento de 142% en impuestos, tasas y contribuciones de Ps.1.604 millones en el año 2018 a Ps.3.880 millones en el año 2019; (iii) el incremento de 94% en gastos de transporte, acarreo y almacenaje de Ps.1.285 millones en el año 2018 a Ps.2.489 millones en el año 2019; y (iv) el aumento de 162% de todos los demás conceptos que en conjunto pasaron de Ps.1.911 millones

⁶⁹ *Nota:* La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.a), a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019 (página 55), e información interna de la Sucursal.

⁷⁰ *Nota:* Información interna de la Sucursal.

⁷¹ *Nota:* la información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4.b y 4.c. a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019 (páginas 51 y 52), e información interna de la Sucursal.

⁷² *Nota:* La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en la nota 4.c, a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (página57), e información interna de la Sucursal.

en el año 2018 a Ps.5.022 millones en el año 2019.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos pasaron de una pérdida de Ps.489 millones en el año 2018 a una pérdida de Ps.7.412 millones en 2019. La variación se debe principalmente al incremento de los intereses generados por pasivos que pasaron de Ps.3.932 millones en el año 2018 a Ps.8.571 millones en el año 2019. Ese efecto fue acompañado por la variación en la diferencia de cambio y otros conceptos expuestos en otros resultados financieros que pasaron de una ganancia de Ps.2.996 millones en 2018 a Ps.101 millones de pérdida en 2019. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por los intereses generados por activos que pasaron de Ps.447 millones en 2018 a Ps.1.260 millones en 2019.⁷³

Recupero (deterioro) neto de activos financieros

En el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2018 se registró una pérdida neta de Ps.512 millones que se compara con una pérdida neta de Ps.357 millones en el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2017, como consecuencia de la incobrabilidad estimada en cada uno de dichos ejercicios. La variación de Ps.155 millones implica un aumento del 43%.

Otros ingresos y egresos—neto

El rubro otros ingresos y egresos—neto pasó de una ganancia de Ps.344 millones en el año 2018 a una ganancia de Ps.1.157 millones en el año 2019 (un incremento del 47%).

EBITDA

Como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó en Ps.27.540 millones (un 60%), de Ps.45.614 millones en el año 2018 a Ps.73.154 millones en el año 2019.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de un cargo de Ps.13.975 millones en 2018 a un cargo por Ps.23.2785 millones en 2019, básicamente como consecuencia de: (i) el impuesto diferido cuyo cargo pasó de Ps.13.124 millones en 2018 a Ps.19.593 millones en 2019, principalmente por el efecto neto en el impuesto diferido del ajuste por inflación impositivo, de la suspensión por un año en la disminución de la tasa del impuesto a las ganancias del 30% al 25% que se había dispuesto a fin del año 2017 y de la diferente tasa de devaluación del peso respecto del dólar en 2018 y en 2019 que provoca la disminución del valor impositivo de los bienes de uso; y (ii) el impuesto corriente que disminuyó de Ps.851 millones en 2018 a Ps.3.685 millones en 2019 habida cuenta de la mayor ganancia imponible impulsada principalmente por el efecto de la menor devaluación sobre el pasivo monetario neto en dólares de la Sucursal.

Ganancia neta del ejercicio

La ganancia neta del ejercicio se incrementó un 15% pasando de Ps.10.481 millones en el año 2018 a Ps.12.082 millones en el año 2019, como consecuencia de las variaciones arriba mencionadas.

2. Liquidez y Recursos de capital

Principales requerimientos de capital y fuentes de liquidez de la Emisora

Los principales requerimientos de capital de la Sucursal para sus actividades del segmento de *upstream* surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas en áreas existentes y la exploración de nuevas reservas. La Sucursal tiene requerimientos adicionales de capital para inversiones relacionadas con su participación en instalaciones para el transporte de petróleo y gas, la distribución, el almacenamiento y carga de gas y la generación de energía. A partir de la incorporación de las actividades de *downstream* como consecuencia de la transferencia del fondo de comercio de Axion Argentina hay requerimientos adicionales básicamente en relación al proyecto de ampliación de la refinería de Campana cuyo fin es optimizar e incrementar las unidades para dar mayor flexibilidad operativa, admitir futuras ampliaciones de la refinería, producir combustibles de mejor calidad y acompañar de manera más eficiente la demanda de combustibles actual, entre otros.

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 Sucursal necesita financiación 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.

⁷³ *Nota:* Las cifras expuestas surgen de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019.

Capital de trabajo

En opinión de la Emisora, el capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Flujo de efectivo

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

La adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles de la Sucursal en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de Ps.69.357 millones comparados con Ps.55.373 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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 y la exploración de nuevas áreas. La Sucursal tiene requerimientos adicionales de capital para inversiones relacionadas con su participación en instalaciones para el transporte de petróleo y gas, la distribución, el almacenamiento y carga de gas y la generación de energía. A partir de la incorporación de las actividades del segmento *Downstream* como consecuencia de la transferencia del fondo de comercio de Axion se generaron requerimientos adicionales básicamente en relación al proyecto de ampliación de la refinería de la Sucursal cuyo fin es optimizar e incrementar las unidades para dar mayor flexibilidad operativa, admitir futuras ampliaciones de la refinería, producir combustibles de mejor calidad y acompañar de manera más eficiente la demanda de combustibles actual, entre otros.

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 Sucursal necesita financiación 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 ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2019	2020
	(en millones de pesos)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	84.207	39.414
Actividades de inversión	(67.444)	(55.177)
Actividades de financiación	(16.434)	9.960
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	232	6.299
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	561	496

Flujo de efectivo generado en las actividades operativas

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue de Ps.39.414 millones y Ps.84.207 millones, respectivamente. El 53% de disminución que implican los Ps.44.793 millones de diferencia entre ambos ejercicios se explica básicamente por la variación en el EBITDA y en el cambio del capital de trabajo de la Sucursal entre los mismos (todo ello generado principalmente como consecuencia de los efectos derivados de la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19). El análisis del cambio en el resultado operativo se expone en “—Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre la Situación Patrimonial y los Resultados de las Operaciones de la Emisora” en este Prospecto, 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.67.444 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y de Ps.55.177 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La variación de Ps.12.159 millones del 18% se debió principalmente a la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles que ascendió en dichos ejercicios a Ps.69.357 millones y Ps.55.373 millones, respectivamente; lo que fue parcialmente compensado por el neto de fondos provenientes del alta y el cobro de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones y del cobro por venta de propiedad, planta y equipo que pasaron de Ps.1.913 millones en 2019 a Ps.196 millones en el 2020. La variación de 20% en la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles entre ambos ejercicios se debió principalmente a la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de dichos ejercicios y a la disminución en el nivel de inversión medido en dólares, básicamente como consecuencia de los efectos derivados de la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19.

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una aplicación neta de efectivo de Ps.16.434 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y en una generación neta de Ps.9.960 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La variación de Ps.26.394 millones se debe principalmente a que mientras que en 2019 el neto entre la financiación cancelada y la nueva deuda tomada fue una cancelación neta de Ps.7.473 millones, en 2020 la toma neta de deuda fue de Ps.33.798 millones. Adicionalmente los intereses erogados ascendieron a Ps.8.961 millones en 2019 y a Ps.17.785 millones en 2020 (se debe tener en cuenta que la mayor parte de la deuda que toma y cancela la Sucursal está nominada en dólares por lo que la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos provoca variaciones relativas en los montos en pesos muy superiores a los montos en dólares originales). La variación se complementa con el movimiento neto de fondos con la Casa Matriz que fue una erogación de Ps.6.053 millones en el 2020 mientras que fue neutra en el ejercicio anterior.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre

	2019	2018
	(en millones de pesos)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	84.207	45.811
Actividades de inversión	(67.444)	(36.721)
Actividades de financiación	16.434	4.414
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	232	793
Aumento (Disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	561	14.297

Flujo de efectivo generado en las actividades operativas

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue de Ps.84.207 millones y Ps.45.811 millones, respectivamente. El aumento de 84% de Ps.38.396 millones entre ambos períodos está explicada principalmente por la variación en el EBITDA de Ps.27.540 millones, siendo el complemento básicamente explicado por la variación en el capital de trabajo. Las causas del cambio en la ganancia operativa y en el EBITDA se exponen en “*Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre la Situación Patrimonial y los Resultados de las Operaciones de la Emisora*”, al explicar las variaciones en las distintas líneas del estado del resultado, bajo la sección “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” de este Prospecto.

Efectivo aplicado a las actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps.67.444 millones en el año 2019 y de Ps.36.721 millones durante el año 2018. Durante cada uno de tales períodos, las actividades de inversión de la Emisora se relacionaron principalmente con la adquisición de propiedad, planta y equipo (bienes de uso) que ascendieron en dichos períodos a Ps.69.330 millones y Ps.41.145 millones, respectivamente. La variación de Ps.27.185 millones del 65% entre ambos períodos se debió principalmente al sostenimiento en el nivel de inversiones y a la variación en el tipo de cambio entre ambos períodos. Adicionalmente en 2019 y 2018 hubo ingresos de fondos netos por Ps.1.886 millones y Ps.5.424 millones, respectivamente, provenientes fundamentalmente de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones financieras (netos de erogaciones por altas de activos intangibles e ingresos por venta de propiedad, planta y equipo).

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una generación de efectivo de Ps.16.434 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y una aplicación de efectivo de Ps.4.414 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La variación de Ps.20.848 millones se debe a que durante 2018 la toma neta de cancelaciones de préstamos y obligaciones negociables proveyó fondos por Ps.8.137 millones mientras que en 2019 resultó en una cancelación neta (aplicación de fondos) de Ps.7.473 millones. Adicionalmente las erogaciones por intereses abonados en ambos períodos fueron de Ps.3.723 millones en 2018 y de Ps.8.961 millones en 2019.

Endeudamiento

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera de largo plazo consolidada de la Sucursal al 31 de diciembre de

2020⁷⁴. Nuestra gerencia cree que nos encontramos cumpliendo en todos los aspectos materiales con los compromisos establecidos en todas las deudas financieras existentes a la fecha.

			Fecha de otorgamiento/Colocación	Vencimiento
	(en millones de US\$)	(en millones de Ps. ^{75 76})		
Préstamos ⁽¹⁾				
En dólares				
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	130,0		26 de julio de 2018	2021
Contrato de Préstamo con CFI	32,7		30 de julio de 2015	2022
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	5,0		11 de agosto de 2017	2021
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	50,0		15 de mayo de 2017	2022
Contrato de Préstamo con Banco Santander Río S.A.	45,5		26 de junio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Sindicado	59,4		29 de agosto de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco Macro S.A.	20,0		3 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Banco Santander Río S.A.	50,0		13 de julio de 2017	2022
Contrato de Préstamo Garantizado por Coface	29,5		29 de septiembre de 2014	2023
Contrato de Préstamo CFI 2016	147,5		6 de mayo de 2016	2024
Contrato de Préstamo CFI 2019	500,0		25 de junio de 2019	2027
Contrato de pre financiación de exportaciones con Natixis	100,0		11 de enero de 2019	2024
En pesos				
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	23,8	2.000	4 de agosto de 2020	2022
Contrato de Préstamo Banco BBVA Argentina S.A.	7,5	630	19 de noviembre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco BBVA Argentina S.A.	19,0	1.600	9 de octubre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	35,7	3.000	26 de octubre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco Macro S.A.	17,8	1.500	20 de octubre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco Santander Río S.A.	23,8	2.000	12 de noviembre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	11,9	1.000	4 de diciembre de 2020	2023
Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	54,6	4.591,2	6 de septiembre de 2019	2021
Total préstamos de la Emisora	1.363,6			
Obligaciones negociables				
En dólares				
Obligaciones negociables bajo el Programa 2009				
Serie I	166,5		7 de mayo de 2010	2021
Obligaciones Negociables bajo el Programa 2013 ⁷⁷				
Clase IX	120,0 ⁸⁴		15 de noviembre de 2019	2023
Clase XIII	25,0		18 de mayo de 2020	2021
Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente				
Clase 1	20,3		16 de julio de 2020	2022
Clase 2	57,6		16 de julio de 2020	2023
Clase 4	7,2		3 de septiembre de 2020	2023
Clase 4 Adicionales	20,0		15 de diciembre de 2020	2023
Clase 5	52,8		3 de septiembre de 2020	2024
Clase 5 Adicionales	50,0		22 de octubre de 2020	2024
Clase 6	39,8	3,350	3 de septiembre de 2020	2022
Clase 7	50,0		19 de noviembre de 2020	2025
Clase 7 Adicionales	20,0		15 de diciembre de 2020	2025
Total obligaciones negociables	629,2			

⁷⁴ Nota: La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

⁷⁵ Nota: Tipo de cambio vendedor del cierre al 31 de diciembre de 2019 del BNA, equivalente a Ps.59,89 por US\$1,00.

⁷⁶ Nota: Las Obligaciones Negociables Clase IX fueron emitidas en Dólares Estadounidenses.

⁷⁷ Nota: El saldo de las Obligaciones Negociables fue convertido a Dólares Estadounidenses únicamente a los efectos de la presente exposición.

		Fecha de otorgamiento/Colocación	Vencimiento
	(en millones de US\$)	(en millones de Ps. ^{75 76})	
Total de la Emisora	1.992,8		

Contrato de Préstamo Sindicado⁷⁸

El 29 de agosto de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con un sindicato de seis bancos liderado por el Banco BBVA Francés S.A. por la suma de US\$99 millones. Este préstamo, con vencimiento final en agosto de 2022. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$59,4 millones.

Préstamos

El 30 de julio de 2015, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con la CFI por la suma de US\$520 millones. Este préstamo está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa variable basada en LIBOR de nueve meses; consta de dos tramos de US\$400 millones y US\$120 millones con vencimiento final en junio de 2022. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$32,7 millones.

El 15 de mayo de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con HSBC Bank Argentina S.A. por la suma de US\$50 millones. Este préstamo, con vencimiento final en mayo de 2022, y devenga intereses a tasa fija. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$50 millones.

El 26 de junio de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A., por la suma de US\$65 millones. Este préstamo, con vencimiento final en marzo 2022, devenga intereses a tasa fija. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$45,5 millones.

El 11 de agosto de 2017, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A. por la suma de US\$5 millones. Este préstamo, con vencimiento final en agosto de 2021, devenga intereses a tasa fija. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$5 millones.

El 26 de julio de 2018, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Itau BBA International plc por la suma de US\$130,0 millones. Este préstamo, con vencimiento final el 26 de julio de 2021, está garantizado por Pan American y devenga intereses a una tasa variable basada en la LIBOR a tres meses. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$130 millones.

El 15 de enero de 2019, la Sucursal celebró un contrato de prefinanciación de exportaciones a tasa variable con Natixis, Sucursal Nueva York, por US\$100 millones, con vencimiento final en 2024. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$100 millones.

El 25 de junio de 2019, la Sucursal celebró un contrato de préstamo por US\$500 millones con CFI, 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 saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2020 era de US\$500 millones.

Adicionalmente, producto de la transferencia de sustancialmente todos los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal, se cedieron y adecuaron los siguientes contratos de préstamo originalmente acordados con Axion Argentina:

El 6 de mayo de 2016, Axion celebró un contrato de préstamo con CFI por un monto de hasta US\$420 millones, con fecha de vencimiento en 2024 y está garantizado por Pan American. Los fondos de este préstamo se destinaron a financiar, en parte, el proyecto de ampliación de la refinería de Campana. El préstamo fue desembolsado gradualmente durante 2016 y 2017, y el saldo pendiente al 31 de diciembre de 2020 era de US\$147,5 millones.

El 29 de septiembre de 2014, Axion celebró un contrato de préstamo con Deutsche Bank AG, Sucursal París, y con Credit Agricole Corporate and Investment Bank, garantizado por *Compagnie Francaise d'Assurance pour le Commerce Exterieur* (“COFACE”), a tasa fija, cuyos fondos se destinaron a la ampliación de la refinería de Campana. El 8 de septiembre de 2015, Axion Argentina modificó el contrato de préstamo para reducir el monto total a US\$63,9 millones. El préstamo fue desembolsado durante 2014, 2015 y 2016. Al 31 de diciembre de 2020, existía un monto pendiente del préstamo de US\$29,5 millones.

La Sucursal posee otros préstamos denominados en Dólares Estadounidenses con Banco Macro S.A., por un

⁷⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

monto de capital de US\$30,0 millones, de los cuales US\$20,0 millones se encuentran pendientes de pago al 31 de diciembre de 2020, y con Banco Santander Río S.A., por un monto de capital de US\$50,0 millones, que se encuentra pendiente de pago al 31 de diciembre de 2020. Estos préstamos devengan interés a tasas fijas.

El 6 de septiembre de 2019, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires por la suma de Ps.4.591,2 millones (equivalente a US\$54,6 millones). Este préstamo, con vencimiento final en julio de 2021, devenga intereses a una tasa fija del 35% para el primer período de intereses (hasta el 6 de marzo de 2020) y del 40% para el plazo restante.

El 4 de agosto de 2020, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires por la suma de Ps.2.000 millones (equivalente a US\$23,8 millones), con vencimiento final en agosto de 2021, que devenga intereses a tasa variable.

El 9 de octubre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco BBVA Argentina por la suma de Ps.1.600 millones (equivalente a dicha fecha a US\$19,0 millones) con vencimiento final en enero de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 21 de octubre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Macro por la suma de Ps.1.500 millones (equivalente a dicha fecha a US\$17,8 millones) con vencimiento final en abril de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 26 de octubre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires por la suma de Ps.3.000 millones (equivalente a US\$35,7 millones) con vencimiento final en octubre de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 12 de noviembre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A. por la suma de Ps.2.000 millones (equivalente a US\$23,8 millones) con vencimiento final en noviembre de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 19 de noviembre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco BBVA Argentina por la suma de Ps.630 millones (equivalente a US\$7,5 millones) con vencimiento final en febrero de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 4 de diciembre de 2020, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires por la suma de Ps.1.000 millones (equivalente a US\$11,9 millones) con vencimiento final en diciembre de 2023 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 26 de enero de 2021 y el 27 de enero de 2021, la Sucursal celebró cuatro acuerdos de pre-financiación de exportaciones con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. por la suma de US\$30 millones: (i) Acuerdo de préstamo No.1 por la suma de US\$9,0 millones con vencimiento el 5 de diciembre de 2022; (ii) Acuerdo de préstamo No.2 por la suma de US\$3,5 millones con vencimiento el 12 de enero de 2023; (iii) Acuerdo de préstamo No.3 por la suma de US\$3,6 millones con vencimiento el 12 de enero de 2023; y (iv) Acuerdo de préstamo No.4 por la suma de US\$13,9 millones con vencimiento el 23 de enero de 2023.

Obligaciones Negociables

El 6 de febrero de 2009, la CNV autorizó un programa global de emisión de obligaciones negociables por US\$1.200.000.000 (el “Programa 2009”) bajo el cual la Sucursal emitió las siguientes series de obligaciones negociables garantizadas por Pan American:

- El 7 de mayo de 2010 la Sucursal emitió las obligaciones negociables Clase 1 por la suma de US\$500 millones a una tasa de interés anual del 7,875%, con vencimiento en 2021 (las “Obligaciones Negociables Clase 1”). Como resultado del cambio en la tenencia descrito en la nota 1 a los Estados Financieros Anuales Auditados de Pan American, se produjo un evento de “cambio de control” (según dicho término se define en suplemento de prospecto relativo a la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 1), como consecuencia del cual los tenedores han tenido la posibilidad de requerir a la Sucursal la recompra total o parcial de sus tenencias por un precio de 101% del valor nominal de dicho endeudamiento. El monto total ejercido por dichos tenedores y recomprado por la Sucursal asciende a la suma de US\$563.000. El saldo pendiente de las Obligaciones Negociables Clase 1 al 31 de diciembre de 2020 es de US\$166,5 millones.

El 10 de octubre de 2013, la CNV aprobó la creación de un programa global de emisión de obligaciones negociables por US\$1.100.000.000 (el “Programa 2013”) que fue posteriormente prorrogado por un plazo adicional de cinco años el 21 de septiembre de 2018, bajo el cual se emitieron las siguientes obligaciones negociables:

- El 20 de noviembre de 2015, la Sucursal emitió las obligaciones negociables Clase VII por Ps.400 millones, a una tasa variable equivalente a la tasa de interés Badlar Privada (la “Tasa Badlar Privada”), con vencimiento el 10 de noviembre de 2020 (las “Obligaciones Negociables Clase VII”).
- El 10 de diciembre de 2015 la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase VIII por Ps.1.000 millones, con vencimiento el 10 de diciembre de 2020, a la Tasa Badlar Privada.
- El 15 de octubre de 2019, la Sucursal emitió Obligaciones Negociables Clase VII adicionales por Ps.7.200 millones.
- El 15 de noviembre de 2019, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase IX a una tasa de interés fija del 5,00% nominal anual con vencimiento en 2023 por US\$120 millones, garantizadas por Pan American Energy.
- El 26 de febrero de 2020, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase XI por Ps.4.000 millones, a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4,50% nominal anual, con vencimiento en 2023.
- El 19 de mayo de 2020, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase XII por Ps.3.000 millones con vencimiento el 19 de noviembre de 2020, a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4,74% nominal anual.
- El 19 de mayo de 2020, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase XIII por US\$25 millones (pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas) con vencimiento el 19 de noviembre de 2021, al 0%.

El 3 de julio de 2020, la CNV autorizó la inscripción de la Sucursal como emisor frecuente ante la CNV, bajo el Registro N° 12, autorizado por Disposición N° DI-2020-34-APN-GE (conforme fuera complementada por Disposición N° DI-2020-42-APN-GE#CNV de la CNV de fecha 4 de septiembre de 2020).

Con fecha 16 de julio de 2020, la Sucursal emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 1 con vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de US\$20.298.845, a tasa fija del 0% nominal anual;
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 2 con vencimiento a los 36 meses desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de US\$57.585.842, a tasa fija del 1,0% nominal anual; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase 3 con vencimiento a los 364 días desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de Ps.3.000.000.000, a tasa Badlar Privada más un margen.

Con fecha 3 de septiembre de 2020, la Sucursal emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 4 por un valor nominal de US\$7.159.454 con vencimiento el 3 de septiembre de 2023, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 4 serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas;
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 5 por un valor nominal de US\$52.840.546 con vencimiento el 3 de septiembre de 2024, a una tasa de interés fija del 3% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 5 serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase 6 por un valor nominal de Ps.3.349.650.967 con vencimiento el 3 de septiembre de 2022, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 2,75% nominal anual.

Asimismo, con fecha 22 de octubre de 2020, la Sucursal emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 5 Adicionales por un valor nominal de US\$50 millones con vencimiento el 3 de septiembre de 2024, a una tasa de interés fija del 3% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 5 Adicionales serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 3 Adicionales por un valor nominal de Ps.2.206.409.172 con vencimiento el 15 de julio de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 1,50% nominal anual.

Adicionalmente, con fecha 19 de noviembre de 2020 la Sucursal emitió las 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. Las Obligaciones Negociables Clase 7 serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio

establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas.

Asimismo, con fecha con fecha 15 de diciembre de 2020 la Sucursal emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 4 Adicionales por un valor nominal de US\$20.000.000, con vencimiento el 3 de septiembre de 2023, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 4 Adicionales serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas;
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$20.000.000, con vencimiento el 19 de noviembre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase 8 por un valor nominal de Ps.913.349.286, con vencimiento el 14 de diciembre de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4% nominal anual.

Finalmente, con fecha 12 de febrero de 2021, la Sucursal emitió las siguientes clases de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$30.000.000, con vencimiento el 19 de noviembre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas;
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 8 Adicionales por un valor nominal de Ps.3.000 millones, con vencimiento el 14 de diciembre de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4% nominal anual; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase 9 por un valor nominal de US\$30.000.000, con vencimiento el 12 de febrero de 2024, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 9 serán pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas.

Riesgo de mercado⁷⁹

La Sucursal está expuesta a la posibilidad de que la valuación de los activos y/o pasivos financieros y/o de algunos de los flujos de fondos asociados a los mismos sufran efectos adversos ante variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y/o precios de “commodities”.

A continuación se exponen dichos riesgos, un detalle de la magnitud a la cual la Sucursal se encuentra expuesta, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

(i) Riesgo asociado a tasas de interés

La administración de riesgos por exposición a la variabilidad de las tasas de interés tiene por objeto reducir el costo financiero y la incertidumbre de los flujos de fondos derivados de la deuda financiera, limitando el impacto del aumento de las tasas de interés del mercado. El riesgo es que el valor razonable o el flujo de efectivo futuro de ciertos instrumentos financieros fluctúen en función a los cambios que se produzcan en las tasas de interés de mercado de acuerdo a los distintos tipos de vencimiento y divisas en las cuales se haya tomado un préstamo o invertido el dinero en efectivo. El principal instrumento financiero que puede verse afectado como consecuencia de variaciones en las tasas de interés es la deuda financiera de largo plazo con tasa de interés variable. La Dirección busca mantener niveles de endeudamiento y ratios financieros razonables y una proporción de deuda de corto y largo plazo y de tasas fijas y variables flexibles tanto en dólares como en pesos adecuados a las circunstancias. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la Sucursal tenía acuerdos de cobertura de interés para efectivamente poner un límite a la posible suba de las mismas (para más información, véase Notas 5 y 6 a los Estados Financieros Anuales al 31 de diciembre de 2020).

Al 31 de diciembre de 2020: (i) El 43% del total de la deuda financiera de largo plazo devenga tasa de interés fija y el 57% restante devenga tasa de interés variable. El 88% de dicha deuda financiera de largo plazo es en dólares (de los cuales el 16% es pagaderas en Pesos al tipo de cambio establecido en el suplemento de prospecto aplicable a las mismas) y el 12% restante en pesos; y (ii) el 52% de la deuda financiera de corto plazo es en dólares y el 48% restante es en pesos.

⁷⁹ Nota: La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información detallados en la Nota 7 a) “Gestión de Riesgos Financieros” de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (páginas 68 a 73).

A los efectos de lo mencionado en los párrafos anteriores la deuda de largo plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es superior a un año; mientras que la deuda de corto plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es menor a un año.

La deuda a tasa de interés variable para operaciones en dólares y en pesos, respectivamente, depende básicamente de las oscilaciones de las tasas LIBOR (tasa de interés interbancaria de Londres para operaciones en dólares), y Badlar Privada (tasa de interés promedio pagada por bancos privados argentinos para depósitos en pesos de más de un millón de pesos).

El efecto anual en resultados antes del impuesto a las ganancias de una variación de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre la porción no corriente de la deuda financiera de largo plazo al 31 de diciembre de 2020 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
<i>(en millones de pesos)</i>	
+100	(611)
-100	611

El efecto anual en resultados antes de impuesto a las ganancias que provocaría un incremento de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre la deuda financiera corriente al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
<i>(en millones de pesos)</i>	
+100	(985)
-100	985

(ii) *Riesgo asociado a tipos de cambio*

La Sucursal está expuesta principalmente a fluctuaciones de tipos de cambio entre el peso y el dólar. Para disminuir el impacto de estas fluctuaciones, la Sucursal administra sus activos y pasivos monetarios alineándolos a la misma moneda en que genera sus ingresos, los cuales están en gran parte ligados al dólar.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la Sucursal no tenía (ni tuvo durante los ejercicios cerrados en esas fechas) acuerdos de intercambio de monedas, de futuros de tipo de cambio, ni de instrumentos financieros derivados de tipo de cambio.

Los importes en libros de los activos y pasivos financieros expresados en una moneda distinta de la moneda funcional al final de los ejercicios sobre los que se informa son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2020
	<i>(en millones de pesos)</i>	
<u>Pasivos</u>		
pesos	39.201	70.183
<u>Activos</u>		
pesos	9.841	9.786

La Sucursal también está expuesta a la variación del tipo de cambio entre el dólar y el peso en el proceso de conversión de sus estados financieros de la moneda funcional a la moneda de presentación.

Sensibilidad: Considerando el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020, una variación del 10% en el tipo de cambio entre el dólar y el peso provocaría los siguientes efectos:

	Resultado antes del impuesto a las ganancias ganancia (pérdida)
Revaluación del dólar respecto del peso (10%)	6.040
Devaluación del dólar respecto del peso (10%)	(6.040)

(iii) *Riesgo asociado a precios de “commodities”*

La Sucursal se ve afectada por las fluctuaciones de los precios de los productos que vende, los cuales se determinan por la oferta y la demanda de estos, como así también por las regulaciones gubernamentales referidas a precios, impuestos, gravámenes, y otros factores. Las ventas netas de la Sucursal están en consecuencia sólo parcialmente

influenciadas por las fluctuaciones de los precios del mercado internacional ya que los precios locales y los precios de exportación netos de retenciones responden principalmente al mercado y a las regulaciones domésticas.

Las disminuciones significativas y/o prolongadas de los precios locales y/o internacionales de los hidrocarburos y/o de los productos de petróleo refinado podrían tener un impacto adverso significativo sobre nuestra actividad, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación patrimonial.

Durante los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sucursal no tuvo operaciones significativas con contratos de futuros ni derivados financieros de precios de “*commodities*”.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en la posibilidad que la Sucursal sufra pérdidas originadas por el incumplimiento de obligaciones contractuales por parte de terceros.

El riesgo de crédito al que está expuesta la Sucursal proviene principalmente de las ventas a plazo que realiza a sus clientes, de los adelantos a sus proveedores u otros terceros y de las disponibilidades y depósitos e inversiones en instituciones financieras.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 aproximadamente el 60% de las ventas brutas del negocio de *upstream* de la Sucursal fueron generadas por el petróleo crudo y el 40% restante por el gas natural y otros. Durante dicho ejercicio se exportó petróleo crudo a menos de 10 clientes. Adicionalmente, por las características del mercado local de petróleo crudo, las ventas locales de dicho producto y por consiguiente el crédito también se concentra en pocos clientes (durante 2020 el 97% del volumen de petróleo entregado en el mercado local fue por transferencias internas al negocio de *downstream*). Históricamente la venta de petróleo crudo tiene un nivel casi nulo de incobrabilidad (al cierre no hay atrasos significativos). En cuanto a las ventas de gas natural, las mismas se realizan a aproximadamente 75 clientes. Durante 2020 se registró un incremento en los plazos de pago de las distribuidoras de gas natural (ver Nota 20 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2020).

En el negocio de *downstream* como política general la Sucursal no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, ya que la exposición frente al riesgo crediticio se encuentra ampliamente diversificada por la atomización de los clientes. En este sentido, ningún cliente representa más de un 3% al 31 de diciembre de 2020 del importe total de las cuentas por cobrar comerciales. En los mercados locales se otorga crédito a una gran base de clientes, incluyendo dueños de estaciones de servicio, mayoristas, distribuidores, aerolíneas, empresas marítimas, entre otros, siendo los mencionados en primer término los más significativos dentro de las ventas de productos de marca en dichos mercados. Para ello, la Sucursal realiza permanentemente evaluaciones crediticias de la capacidad financiera de sus clientes, con el objeto de reducir el riesgo potencial de pérdidas significativas por incobrabilidad. Históricamente las ventas del negocio de *downstream* tienen un nivel bajo de incobrabilidad. Al 31 de diciembre de 2020 no hubieron atrasos significativos.

El riesgo de crédito es controlado por cliente en forma individual. La Sucursal cuenta con sistemas de evaluación crediticia y determinación de límites de riesgo utilizando antecedentes internos vinculados a los mismos y fuentes externas de datos. En el curso normal de los negocios se analiza la calidad crediticia de los clientes, adaptando el plazo, importe, garantía y condiciones generales contractuales según su grado de solvencia, para minimizar así los créditos incobrables.

La Sucursal constituye una previsión para deudores incobrables en función de su política contable detallada en la Nota 2.3.6.1. a los estados financieros al 31 de diciembre de 2020.

Los activos más líquidos de la Sucursal se encuentran en entidades bancarias con calificaciones crediticias consideradas adecuadas, buscando tener un portafolio diversificado, de bajo riesgo y alta liquidez, con rendimientos de mercado.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado fundamentalmente a: (i) la capacidad de la Sucursal para financiar sus inversiones y planes de negocio con fuentes de financiamiento estables, (ii) su nivel de endeudamiento, y (iii) el perfil de vencimientos de la deuda financiera.

La Sucursal mantiene recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no comprometidas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras.

Gestión de capital

La Sucursal busca equilibrar sus flujos de fondos operativos y financieros para cumplir con sus planes de inversión. Para ello recurre a altos niveles de reinversión de sus utilidades y mantiene activas relaciones con los mercados de crédito con el fin de tener disponibles opciones de financiamiento con distintos plazos y provenientes

de diversas fuentes. En este sentido, busca tener niveles de endeudamiento y ratios financieros adecuados para mantener su flexibilidad crediticia y una proporción prudente entre deudas de corto y largo plazo, evitando concentraciones de plazos y/o de contrapartes.

La Sucursal tiene una política de prudencia financiera, buscando una rentabilidad razonable manteniendo al mismo tiempo una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para poder sustentar sus negocios. Dicha política incluye la consideración de varios factores, incluyendo entre otros: (i) los cambios en las condiciones macroeconómicas, (ii) las diferentes estrategias de financiación, (iii) los costos del financiamiento, y (iv) el eventual impacto de cambios en el fondeo y liquidez de las actividades operativas y comerciales.

Al 31 de diciembre de 2020 la deuda financiera corriente y no corriente con entidades de crédito, menos el efectivo y equivalentes de efectivo es conforme el siguiente detalle:

	Al 31 de diciembre de 2020 <i>(en millones de pesos)</i>
Obligaciones negociables	63.469
Préstamos	143.840
Efectivo y equivalentes de efectivo	(18.555)
Posición financiera neta (pasiva)	188.754
Patrimonio	564.379
Ratio	33,44%

Política de garantías

Como respaldo de los límites de créditos concedidos a los clientes vinculados al negocio del *downstream*, la Sucursal tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de Ps.9.961 millones al 31 de diciembre de 2020.

Acuerdos fuera de balance

La Sucursal no tiene pasivos fuera de balance ni participaciones o relación con vehículos de objeto especial.

Principales políticas y estimaciones financieras de la Sucursal⁸⁰

A continuación se exponen las principales políticas financieras de la Sucursal que son aquellas que requieren que la Gerencia ejerza su criterio con mayor atención dado el grado de complejidad en su aplicación. Las estimaciones financieras que realiza la Sucursal en este contexto le exigen calcular variables y asumir supuestos sobre cuestiones inciertas. La confección de los estados financieros de conformidad con las NIIF requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan ciertos montos del activo, pasivo, ingresos y gastos informados. Los resultados reales podrían en algunos casos diferir de estas estimaciones.

Estimaciones de reservas de gas y petróleo

La Sucursal contabiliza sus actividades de exploración y producción de gas y petróleo según el método del “esfuerzo exitoso”. Las inversiones relacionadas con tales actividades se deprecian en base al método de depreciación por “unidades de producción” sobre la base de reservas probadas o probadas y desarrolladas, según corresponda, bloque por bloque. 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 la Sucursal, 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 y petróleo se dividen en reservas probadas y no probadas. Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo 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 y petróleo son importantes para una efectiva administración de activos. Constituyen parte integrante de las decisiones de inversión de la Sucursal 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 y petróleo 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 tales como, entre otros, los índices de recupero de la producción, la oportunidad en la que se realizan las inversiones para el

⁸⁰ Nota: Se encuentran detalladas en forma similar en las notas 2 y 3 a Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016 (páginas 13 a 25). En el presente Prospecto se incluye información adicional.

desarrollo de los reservorios y el grado de madurez de los yacimientos.

Deterioro de activos a largo plazo

La Sucursal reconoce en resultados una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas de los activos financieros valorados a costo amortizado y a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

Para los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en otro resultado integral, la pérdida de crédito esperada, se reconoce en otro resultado integral y no reduce el valor razonable de los activos.

Deterioro de activos no financieros

Se determina si existe pérdida por deterioro de valor comparando el valor neto contabilizado del activo bajo análisis con el valor recuperable estimado del mismo al cierre o cuando se detectan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. Para este cálculo los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (“UGEs”), cuyos flujos de fondos deben ser independientes de los de otros activos o UGEs.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor de realización neto de los costos de venta y el valor de uso que se determina estimando los flujos futuros de fondos descontados mediante la aplicación de una tasa representativa del costo del capital empleado.

Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, este último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la consiguiente pérdida en el estado del resultado.

Ante nuevos eventos o cambios en las circunstancias que evidencien que una pérdida por deterioro registrada pudiera ya no ser necesaria total o parcialmente, se calcula nuevamente el valor recuperable del activo o de la UGE de que se trate y de corresponder se reversa, en la medida pertinente, la pérdida por deterioro registrada. En el caso de reversión, el importe contabilizado del activo o de la UGE se incrementa hasta el importe recuperable estimado siempre que el mismo no fuera mayor al que se hubiera arribado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro.

El valor recuperable de los activos es en general el valor de uso estimado a partir de los flujos de fondos futuros derivados del uso de dichos activos, descontados a la tasa que refleja el costo del capital empleado. Para su cálculo la Sucursal usa proyecciones de los flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de sus ingresos, gastos e inversiones considerando los hechos relevantes pasados y las expectativas de evolución del negocio y el mercado. La evolución de los precios de venta de los hidrocarburos, de los costos, las inversiones y del tipo de cambio son algunos de los factores más significativos que intervienen en el cálculo. La Sucursal verifica que los flujos de caja no excedan temporalmente el límite de la vida productiva de sus yacimientos y/o la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados se basan, entre otros factores, en niveles de producción y de inversiones futuras necesarios alineados con las reservas de hidrocarburos, sus costos de producción y tasas de agotamiento.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sucursal reconoció: (i) una ganancia por la reversión parcial de la previsión para deterioro de activos no financieros por Ps.1.482 millones, correspondiente a las UGEs Piedra Clavada - Koluel Kaike; y (ii) una pérdida por deterioro de Ps.18.512 millones UGEs Bandurria Centro (Ps.8.229 millones), Lindero Atravesado (Ps.5.830 millones) y Downstream (Ps.4.453 millones).

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sucursal reconoció: (i) una ganancia por la reversión parcial de la previsión para deterioro de activos no financieros por Ps.14.357, correspondiente a las UGEs Lindero Atravesado y Piedra Clavada - Koluel Kaike (Ps.13.221 y Ps.1.136, respectivamente); y (ii) una pérdida por deterioro de Ps.7.171 con relación a la UGE Bandurria Centro.

En ambos casos los cálculos se hicieron según lo expuesto en la Nota 2.3.3 a los estados financieros de la Sucursal por el período finalizado el 31 de diciembre de 2020, por diferencia entre el valor de libros (costo) de los activos (netos de la previsión por deterioro de activos financieros) y su valor de uso determinado en función de los flujos de fondos futuros estimados descontados a la tasa promedio ponderada del 9,10% y del 9,20% anual, respectivamente. El resultado neto por deterioro de cada ejercicio se incluye en la línea (Deterioro) recupero de deterioro de activos no financiero, neto del estado del resultado.

El saldo de la previsión para deterioro de activos no financieros se compone de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
UGE Lindero Atravesado	20.368	10.346
UGE Piedra Clavada - Koluel Kaike	9.666	7.400
UGE Bandurria Centro	19.171	7.171
Áreas Offshore del Golfo San Jorge	728	518

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
UGE Downstream	4.959	
	54.892	25.435

Los bienes afectados por el deterioro son básicamente plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción.

Depreciación, agotamiento y amortización

El agotamiento del costo de adquisición de yacimientos y la depreciación de costos de perforación y desarrollo relacionados son reconocidos utilizando el método de unidades de producción. La amortización del resto de bienes de uso se computa sobre una base de línea recta a lo largo de la vida económica estimada de cada bien. Los costos incurridos en áreas sin reservas probadas estimados como no productivos se imputan a resultados. Los activos a largo plazo con valores financieros que no se prevén sean recuperados a través de flujos de fondos futuros, se disminuyen contablemente a su valor razonable. El valor razonable se determina en general a través de los flujos de fondos netos futuros estimados.

Abandono de pozos e instalaciones en los yacimientos

La Sucursal registra el valor razonable de la 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 costo de abandono futuro estimado. El activo es depreciado a lo largo de la vida útil remanente del bien relacionado y la obligación genera anualmente un cargo a resultados como consecuencia de la aplicación de tasas de descuento al momento de determinar el valor razonable de la obligación (cada año la obligación aumenta de valor al descontarse durante un menor período de tiempo).

Procedimientos legales

La Sucursal se encuentra en general sujeta a reclamos originados en el curso habitual de los negocios, así como a procedimientos regulatorios y de arbitraje. La Dirección y los asesores legales evalúan estas situaciones en base a su naturaleza, probabilidad de que se materialicen y los montos involucrados, a fin de decidir los montos que deben ser devengados y/o informados. Este análisis incluye procedimientos judiciales en curso contra la Sucursal y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la dirección, la Sucursal constituye provisiones para cumplir con estos costos cuando es probable que se haya incurrido en una responsabilidad y puede realizarse una estimación razonable de la obligación. Las estimaciones se basan en la evaluación de los asesores legales de los casos y el criterio de la Dirección.

Las contingencias desfavorables son situaciones existentes que pueden resultar en una pérdida, cuya materialización depende de eventos futuros inciertos. Las contingencias incluyen, entre otros, procesos judiciales pendientes de resolución, reclamos de terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades y cuestiones de interpretación legislativa o contractual.

Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y procesos no son estimables con certeza. La Sucursal, con la asistencia de sus asesores legales y otros, evalúa periódicamente las contingencias y su potencial exposición financiera. Si la pérdida potencial se considera probable y su valor razonable a la fecha de cierre, en base a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, puede ser estimado; se registra una provisión en base a la información disponible (incluyendo los gastos directamente relacionados con cada contingencia). Si la potencial pérdida no es probable, pero sí razonablemente posible, o es probable pero su monto no puede ser estimado; la contingencia y la estimación de la posibilidad de ocurrencia se expone en nota a los Estados Financieros siempre que sea significativa. Las contingencias remotas no se exponen, salvo las relacionadas con las garantías que se mencionan en la Nota 13 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019.

La Sucursal ha sido demandada en ciertos juicios, y además tiene ciertos procesos administrativos en curso. Basados en la información disponible, la Dirección y los asesores letrados de la Sucursal consideran que la responsabilidad contingente que podría surgir de dichos litigios y procesos administrativos no tendría un efecto material adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de la Sucursal.

Los activos contingentes son aquellos de naturaleza posible, surgidos a raíz de sucesos pasados, cuya existencia es confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos en el futuro que no están enteramente bajo el control de la Sucursal. De acuerdo con las NIIF los activos contingentes no deben contabilizarse.

Pozos exploratorios secos

La Sucursal cancela contablemente los costos de exploración incurridos en relación con un pozo exploratorio

luego de completado el testeo del pozo y determinada la no recuperabilidad comercial de reservas del pozo.

Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.

Para esta información véase “*Políticas de la Emisora—Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.*”.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de hidrocarburos se reconocen cuando los riesgos significativos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos al comprador según los términos de los acuerdos o contratos respectivos, lo cual sucede cuando el cliente toma la posesión del producto asumiendo sus riesgos y beneficios. Las ventas así determinadas se exponen netas de derechos de exportación.

Para reconocer los ingresos por ventas, la Sucursal utiliza el método por el cual se registran los mismos sobre la base del volumen real entregado a los compradores, independientemente de que sean de producción propia o compartida con otros productores. En caso de diferencias entre la asignación real y la del contrato respectivo, se reconoce el correspondiente desbalanceo, según sea la producción asignada a la Sucursal mayor o menor respecto de la correspondiente a su participación en el consorcio o UTE.

Para reconocer subvenciones gubernamentales la Sucursal aplica la NIC 20, “*Contabilización de las subvenciones del Gobierno*”. Para dicho reconocimiento, NIC 20 requiere que: (i) se hayan cumplido las condiciones para acceder al beneficio, y (ii) que la percepción del mismo se encuentre razonablemente asegurada. Consecuentemente la Sucursal registra estos beneficios una vez que considera que tales condiciones han sido cumplidas.

Moneda funcional

La gerencia de la Sucursal concluyó, en base a los lineamientos de la Norma Internacional de Contabilidad 21, que su moneda funcional es el dólar.

En consecuencia, la información financiera fue preparada en dicha moneda y posteriormente convertida a pesos, que es la moneda de presentación definida por las Normas de la CNV.

A tales efectos, la información preparada en dólares fue convertida a pesos aplicando el siguiente procedimiento:

- los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio vigentes a cada cierre;
- los ingresos y gastos se convierten al tipo de cambio de la fecha de cada transacción; y
- las diferencias de conversión de la moneda funcional a la de presentación, que se ponen en evidencia en función de lo anterior, se incluyen desde la fecha de transición a las NIIF (1 de enero de 2011) en “*Otro resultado integral*”, en el patrimonio.

En virtud de ello, la gerencia de la Sucursal estima que cuenta con el capital de trabajo necesario para afrontar el giro ordinario de sus negocios en virtud de los usos y costumbres de la industria petrolera de la Argentina.

Información sobre tendencias

Los resultados de la Sucursal se ven generalmente afectados por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y de sus derivados tanto local como internacionalmente, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio imperante a cada momento, las condiciones económicas generales de la Argentina y de los principales mercados en los que opera, al igual que por las regulaciones gubernamentales.

La Emisora opera en un contexto económico cambiante cuyas variables principales han sido recientemente impactadas por una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos sanitarios (entre ellos, aparición del nuevo coronavirus COVID-19), políticos y económicos tanto en el ámbito nacional como internacional.

En este sentido, a principios de 2020, por efecto de la aparición del nuevo coronavirus COVID-19, la demanda de *commodities* disminuyó, entre otras cuestiones por las restricciones a viajes y limitaciones a la circulación.

Asimismo, durante marzo y abril de 2020, el precio internacional del petróleo sufrió un incremento en sus niveles de volatilidad, entre otras cuestiones, producto del exceso de producción mundial, la escasez de capacidad de almacenamiento, sumado a la fuerte caída de la demanda, tanto local como internacional, lo que se tradujo en una caída abrupta en el precio de determinados tipos de petróleo y de sus derivados en el mercado internacional.

La Sucursal monitorea permanentemente la evolución de las situaciones antes mencionadas a fin de poder determinar los posibles cursos de acción, identificando eventuales impactos sobre su situación patrimonial, financiera y operativa.

A la fecha del presente Prospecto no es posible determinar el impacto real que el nuevo coronavirus COVID-19 tendrá en los mercados de capitales y de *commodities*, y el efecto que tendrá en los niveles de volatilidad de los precios y demanda de los productos que produce la Sucursal, lo cual podría impactar la producción, las operaciones y resultados de la Sucursal. Tampoco podemos predecir cómo evolucionará (y potencialmente se propagará) el nuevo coronavirus COVID-19 en la Argentina, ni anticipar qué restricciones adicionales podría adoptar el gobierno argentino y como impactarán en las operaciones y resultados de la Sucursal.

Asimismo, con posterioridad a la fecha de presentación de sus últimos estados financieros (es decir a partir del 31 de diciembre de 2020) y hasta la fecha del presente, no se ha producido ningún hecho que haya generado un impacto en la actividad de la Sucursal, operativamente o financieramente, de manera significativa adversa que impida a la Sucursal el cumplimiento de sus obligaciones en virtud de las obligaciones negociables y/o cualquier otro endeudamiento.

Adicionalmente, la Sucursal no ha accedido a los Programas de Asistencia al Trabajo y la Producción o ATP por sus siglas, ni tampoco ha adherido a la Ley de Moratoria Fiscal.

Por último, dentro de la Nota 25 a los Estados Financieros Intermedios Condensados de la Emisora y sus notas correspondientes al primer trimestre del ejercicio económico 2020, finalizado al 31 de marzo de 2020, se podrá encontrar una descripción del impacto del nuevo coronavirus COVID-19 en las operaciones y resultados de la Emisora por el período antes mencionado.

VIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento constitutivo y Estatutos

La Emisora, es la sucursal de Pan American, una sociedad extranjera, constituida y vigente en el Reino de España, cuyo único accionista es Pan American Energy Group, S.L.

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 Compañía. 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.

Para más información véase “Estructura de la Emisora y su grupo económico” en el presente Prospecto.

La Emisora

La Emisora (i) se encuentra inscrita en la Argentina bajo los artículos 118 y 123 de la Ley General de Sociedades, en la IGJ el 17 de octubre de 1997, bajo N° 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B de Estatutos Extranjeros; (ii) tiene su sede social en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, inscrita en la IGJ, el 2 de octubre de 1998, bajo el N° 2086 del Libro 54, tomo B de Estatutos Extranjeros, (iii) tiene un Capital Asignado de Ps.221.779.007; y (iv) cuenta con un Representante Legal, el Dr. Rodolfo A. Díaz inscripto en la IGJ el 3 de julio de 2018, bajo el N° 940 del Libro 61, Tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero.

Como consecuencia del Traslado, y el cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación “Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina”. El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la IGJ con fecha 31 de enero de 2019.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. En este sentido, el objeto social de la Sucursal se encuentra directa o indirectamente relacionado con (a) (i) la exploración, desarrollo, producción, refinación, industrialización, procesamiento, comercialización y marketing de hidrocarburos, combustibles y productos derivados, (ii) la generación y comercialización de energía, (iii) el desarrollo, producción y comercialización asociados a la petroquímica y sus productos derivados, (iv) cualquier otra actividad necesaria, asociada, conveniente, deseada o inherente a lo antes mencionado, y (b) la adquisición, tenencia, dirección, gestión, administración, disposición y pignoración de valores mobiliarios de toda clase. A tal fin, la Sucursal tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos u operaciones que se relacionen directa o indirectamente con el cumplimiento de su objeto.

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 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 descripto en el Prospecto.

b. Contratos importantes

No existen contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios.

c. Controles de cambio

A continuación, se describen las principales normas vigentes en materia de ingreso y egreso de fondos desde y hacia Argentina. Para un mayor detalle sobre las restricciones cambiarias y los controles de ingreso y egreso de fondos, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y en el sitio web del Ministerio de Economía: www.argentina.gob.ar/economia o www.infoleg.gob.ar, o en el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar.

Restricciones generales para el acceso al MLC

Adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso de conformidad con las Normas de Exterior y

Cambios, 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 a fin de acceder al MLC sin requerir autorización del Banco Central 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 ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 30 de julio de 2020, esta declaración se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1 de mayo de 2020 inclusive; y
- (ii) se compromete a no realizar ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes;

Asimismo, la Comunicación “A” 7030 (según la misma fuera posteriormente modificada y/o complementada) estableció que, en relación con las operaciones de acceso al MLC para diversos conceptos (incluyendo, entre otros, pagos de importaciones de bienes y servicios y sus financiaciones, utilidades y dividendos, capital e intereses de financiamientos con el exterior, pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y obligaciones en moneda extranjera entre residentes, pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios, compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades– para la formación de activos externos y por operaciones con derivados, otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica, y ciertos pagos en relación con derivados financieros), el banco o entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA para cursar la operación solicitada por el cliente, 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 posea activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US\$100.000. Serán 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, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.). Sin embargo, no será considerados 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 cinco (5) días hábiles desde su percepción; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos; 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 (la “Declaración Jurada de Activos Externos Líquidos”) 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.

Liquidación de cobros de exportaciones de bienes

Se dispuso 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 cinco (5) días hábiles desde el cobro, el que sea menor.

Por su parte, el punto 2.6 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; (d) si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local; y (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Se establece la obligación ingresar y liquidar en el MLC los desembolsos bajo nuevas prefinanciaciones, posfinanciaciones y anticipos de exportación en un plazo de cinco (5) 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 la sección X del 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) anticipos y prefinanciaciones del exterior liquidados en el MLC a partir del 2 de septiembre de 2019 y prefinanciaciones locales; (iii) anticipos y prefinanciaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que fueron liquidados por el mercado local de cambios; (iv) anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 no liquidados en el mercado local de cambios sujeto a la previa conformidad del Banco Central; (v) posfinanciaciones del exterior por descuentos y/o cesiones de créditos a la exportación; (vi) posfinanciaciones de entidades financieras locales por descuentos y/o cesiones; (vii) financiaciones de entidades financieras locales a importadores del exterior; y (viii) préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones para los cuales el exportador ha solicitado su aplicación a permisos de embarque oficializados a partir del 2 de septiembre de 2019; y (vii) endeudamiento financiero específico que reúna las condiciones y exigencias previstas en la Comunicación “A” 7123, con sus modificatorias y complementarias (la “Comunicación 7123”). La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones estará sujeta a la previa autorización del BCRA.

Mediante la Comunicación “A” 7200 el Banco Central estableció un nuevo “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores” (“RICEI”). Periódicamente, el BCRA publicará la lista de empresas que, en función de la importancia de sus actividades exportadoras y/o importadoras, deberán cumplir con este registro. A partir del 1 de mayo de 2020, todos los pagos realizados a través del MLC requerirán la previa conformidad del BCRA en caso de ser realizados por sujetos obligados que aparezcan como “no inscriptos” en el RICEI. Mediante la Comunicación “C” 89476, el Banco Central publicó el primer listado de empresas obligadas a inscribirse en el RICEI. La Sucursal ha sido incluida en dicho listado y, por lo tanto, deberá cumplir con la referida inscripción antes del 30 de abril de 2021.

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 cinco (5) días hábiles de su cobro.

Sin perjuicio de esta norma general, las Normas de Exterior y Cambios autorizan a los exportadores a aplicar los cobros de sus exportaciones de servicios para garantizar o cancelar endeudamientos financieros específicos que reúnan las condiciones y exigencias previstas en la Comunicación 7123, para mayor información véase “—

Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior”.

Normas aplicables a los endeudamientos financieros con el exterior

Se estableció 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 no fijan un plazo específico para el ingreso y liquidación. El punto 2.6 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 el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local; y (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

La Comunicación “A” 7217 estableció restricciones a cobros locales en pesos y/o en moneda extranjera por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera.

Adicionalmente, el BCRA dictó la Comunicación “A” 7218, que establece que se podrá dar 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 que sean 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, se 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. 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 la medida que se verifiquen la totalidad de 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; (c) el vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela; y (d) el monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

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.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 7133, se autorizará el acceso al MLC para la precancelación de intereses en la medida que dicha precancelación tenga lugar en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda y se satisfagan 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 bajos los nuevos títulos no sea mayor al monto de pagos de capital que se habría acumulado bajo los títulos canjeados.

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 para la compra de moneda extranjera para fondear la Cuenta de Reserva para el Servicio de la 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. Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen bajo la Cuenta de Reserva para el Servicio de la 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) el acceso se realice con una anterioridad de no más de 5 días hábiles al plazo admitido en cada caso; (c) el acceso se realice por un monto diario de moneda extranjera que no supere el 20% del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) el banco debe haber verificado que el endeudamiento cumple con la normativa cambiaria por la que se admite dicho acceso. 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.

Adicionalmente, el BCRA estableció mediante la comunicación “A” 7001 indicando que quienes mantengan pendientes de cancelación financiaciones en pesos previstas en la Comunicación “A” 6937 no podrán, hasta su total cancelación, vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior.

Asimismo, el acceso al MLC para el pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior (salvo cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra) se encuentra alcanzado por la Comunicación “A” 7030 debiendo presentarse la Declaración Jurada de Activos Externos Líquidos para poder acceder al MLC sin requerir autorización del Banco Central.

- (i) De conformidad con el punto 3 de la Comunicación “A” 7030 (según fuera prorrogada por la Comunicación “A” 7239) se sujeta a autorización del Banco Central el acceso al MLC, hasta el 30 de junio de 2021, para el repago de capital de deudas financieras con el exterior con acreedores vinculados no residentes. En la medida que esta restricción continúe vigente, la Comunicación 7123 establece que la restricción no se aplicará con respecto a las financiaciones que se ingresen y liquiden a través del MLC a partir del 2 de octubre de 2020 con una vida promedio mínima de dos (2) años
- (ii) la Comunicación “A” 7106 (y modificatorias) impuso un plan de refinanciación obligatorio para pagos de montos de capital bajo ciertos endeudamientos financieros con vencimientos programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, en virtud del cual el acceso al MLC para la cancelación de dichos montos no deberá exceder al 40% de los montos de capital originales y el 60% restante debe refinanciarse con nuevo endeudamiento con el exterior, con una vida promedio mínima de dos (2) años. Mediante la Comunicación “A” 7230, dicho régimen de refinanciación obligatoria se extendió también a los pagos de capital con vencimiento entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021. En el caso de los pagos de capital con vencimiento hasta el 15 de abril de 2021, el plan de refinanciación debía presentarse ante el BCRA antes del 15 de marzo de 2021; en los demás casos, el plan de refinanciación debía presentarse al menos 30 días antes del vencimiento previsto.

Lo anterior no resultara aplicable a: (i) las financiaciones concedidas o garantizadas por organismos internacionales de crédito (o sus organismos asociados) o por organismos oficiales de crédito; (ii) los casos en los que el importe por el que se solicitaría el acceso a la MLC para el pago del capital no supere los US\$2.000.000 mensuales; (iii) el endeudamiento originado a partir del 1 de enero de 2020,

cuyo producto haya sido ingresado y liquidado a través de la MLC; (iv) el endeudamiento originado a partir del 1 de enero de 2020 que constituya una refinanciación del capital que venza después de dicha fecha, siempre que la refinanciación se haya realizado de conformidad con la sección 7 de la Comunicación “A” 7106 (según esta fuera modificada); y (v) la parte restante de los pagos del capital refinanciados, siempre que la refinanciación se haya realizado de conformidad con la sección 7 de la Comunicación “A” 7106 (según esta fuera modificada).

Además de la refinanciación otorgada por el acreedor pertinente, es posible considerar nuevos endeudamientos otorgados por otros acreedores, ingresados y liquidados a través del MLC. Por otra parte, conforme a la Comunicación “A” 7133, se considerará que el deudor cumplió con el esquema de refinanciación si accede a la MLC por un monto superior al 40% del monto del capital que vencía, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40%, en concepto de: endeudamientos financieros con el exterior; emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior; o emisiones de títulos de deuda con registro público en la Argentina, siempre que cumplan ciertas condiciones.

Conforme a la Comunicación “A” 7133 (según fuera modificada), en el contexto de refinanciaciones bajo la Comunicación “A” 7106, el deudor estará autorizado a prepagar el capital e intereses de instrumentos de deuda en un plazo de hasta 45 días antes del vencimiento establecido, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones (i) el importe de los intereses prepagados no supere el monto de los intereses devengados en virtud del endeudamiento refinanciado hasta el cierre; y (ii) los importes de capital acumulados del nuevo endeudamiento no superen los importes de capital que se hubieran acumulado en virtud del endeudamiento refinanciado.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 7196, en el caso de títulos de deuda admitidos al régimen de oferta pública denominados en moneda extranjera, emitidos a partir del 7 de enero de 2021 para refinanciar deudas preexistentes, se autorizará el acceso al MLC para el pago de servicios bajo los títulos de deuda por los siguientes montos: (i) los montos de capital refinanciados; (ii) los intereses devengados bajo la deuda original hasta la refinanciación; y (iii) en la medida que los nuevos títulos de deuda no establezcan vencimientos de capital anteriores al 1 de enero de 2023, un monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022.

Finalmente, se han dictado normas específicas con respecto a financiaciones de proyectos que califiquen bajo el denominado Plan Gas 2020. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N°892/2020 y la Comunicación “A” 7168, podrá autorizarse el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del Banco Central (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.

Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior

En virtud de la Comunicación 7123 (según fuera modificada por las Comunicaciones “A” 7138 y 7196), el Banco Central ha autorizado la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios para (i) la cancelación de servicios de capital e intereses y/o (ii) la repatriación de inversiones directas en el exterior bajo ciertos endeudamientos financieros; en la medida en que se satisfagan ciertas condiciones y exigencias.

Lo anterior se aplica a:

- (i) Nuevos 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) Nuevas emisiones de títulos de deuda local denominados en moneda extranjera en cumplimiento de las condiciones previstas en el punto 3.6.4 de las Normas de Exterior y Cambios, con un promedio de vida

mínimo de un (1) año, y el destino de fondos indicado precedentemente.

- (iv) Nuevos endeudamientos financieros con el exterior e inversiones directas en el exterior ingresadas y liquidadas a través del MLC en el contexto del plan de refinanciación obligatorio establecido por la Comunicación “A” 7106.
- (v) Títulos de deuda emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con un promedio de vida mínima de dos (2) años, para cumplir con el plan de refinanciación obligatorio establecido por la Comunicación “A” 7106.
- (vi) Emisiones de títulos de deuda admitidos al régimen de oferta pública en Argentina o en el exterior, concertadas a partir del 7 de enero de 2021 en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de endeudamientos con el exterior con vencimiento final entre el 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2022, en la medida que el canje o la refinanciación incrementen la vida promedio del endeudamiento pertinente en al menos 18 meses.

En el caso de financiaciones comprendidas en la Comunicación 7123 que hayan sido ingresadas y liquidadas a través del MLC a partir del 7 de enero de 2021, la Comunicación “A” 7196 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.

Asimismo, la Comunicación “A” 7196 establece que, con respecto a las financiaciones mencionadas en los apartados (i) y (iii) a (vi) más arriba, concertadas a partir del 7 de enero de 2021, se autorizará el acceso al MLC con respecto a las garantías para dichas financiaciones. Las garantías deben constituirse en cuentas abiertas en bancos locales o, en el caso de financiaciones con el exterior, en otro país, por hasta los montos establecidos en los documentos de financiación pertinentes y sujeto a lo que se indica a continuación: (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. Todo monto denominado en moneda extranjera que no se aplique a la cancelación de la deuda o al mantenimiento de la garantía deberá liquidarse en el MLC dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles.

Se aplican requisitos específicos de información y monitoreo en relación con estas financiaciones.

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 y 6795, 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.

Con relación a los datos correspondientes al primer trimestre de 2020, 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 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.

Pago de importaciones de bienes y servicios

Se autoriza el acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y servicios sujeto a los requisitos previstos en las Normas de Exterior y Cambios y a la Declaración Jurada de Activos Externos Líquidos.

La sección 9 de las Normas de Exterior y Cambios establecen diversos requisitos según se trate del pago de deudas comerciales por importaciones de bienes, pagos de importaciones con registro aduanero, pago a la vista de importaciones o pago anticipado de importaciones. Estos requisitos incluyen la presentación de distinta documentación y, en el caso de pagos a la vista o anticipados de importaciones, la obligación de demostrar la nacionalización de la mercadería en un plazo de 90 días corridos desde el pago (o dentro de los 270 días en caso de pagos por adelantado de activos fijos) y, en su caso, de reingresar y liquidar las diferencias. Asimismo, a los fines de acceder al MLC para efectuar pagos de importaciones, el importador debe haber obtenido la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (“SIMI”) en estado “SALIDA”, en el caso que dicha declaración sea requerida para la destinación de importación para consumo.

Se sujeta a autorización del BCRA el acceso al MLC para el pago de servicios con empresas vinculadas del exterior, salvo ciertas excepciones como es el pago de primas de reaseguros en el exterior.

Finalmente, el BCRA dispuso que, salvo ciertas excepciones, hasta el 30 de junio de 2021 para acceder al MLC para el pago de importaciones de bienes o el pago de capital de deudas originadas en la importación de bienes, se exige que el monto total de los pagos de importaciones de bienes cursados a través del MLC durante 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto por el cual el importador tendría acceso al MLC al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el SEPAIMPO y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al MLC. En el monto total de pagos de importaciones de bienes asociados a las importaciones de la empresa deberán también computarse los pagos por cancelaciones de líneas de crédito y/o garantías comerciales que fueron realizados por los bancos en virtud de importaciones de la empresa. Dicho requisito no será de aplicación para la realización de pagos de importaciones con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización por parte del cliente por pagos semejantes realizados a partir del 1 de septiembre de 2019 no supere el equivalente US\$1.000.000, incluido el monto por el cual se solicita el acceso al mercado de cambios. Adicionalmente, a partir del 6 de julio se incluyeron excepciones adicionales, entre las que se encuentran: (1) la realización de pagos diferidos o a la vista de importaciones de bienes que correspondan a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha; y (2) la realización de pagos de importaciones no comprendidos en otras excepciones, en la medida que, incluyendo el pago cuyo curso se solicita, no se supere el equivalente a US\$1.000.000 al considerar la suma de: (a) el monto pendiente de regularización por los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados a partir del 1 de septiembre de 2019, y (b) los accesos al MLC desde el 13 de julio de 2020 que correspondan a pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que no encuadrarían en lo previsto en las otras excepciones previstas en las normas.

De acuerdo con la Comunicación “A” 7239, estos montos serán incrementados en un monto equivalente al 50% de las sumas ingresadas y liquidadas por el importador a través del MLC, a partir del 2 de octubre de 2020 correspondientes a prefinanciaciones de exportación y anticipos de exportación con un plazo mínimo de 180 días. Con respecto operaciones liquidadas a través del MLC a partir del 4 de enero de 2021, también se autorizará el acceso al MLC por el 50% remanente en la medida que (i) dichos pagos correspondan a anticipos de importación de bienes de capital, y (ii) la entidad financiera a través de la cual se curse la operación en cuestión disponga de la documentación de respaldo necesaria para justificar que los productos pagados corresponden a las posiciones arancelarias clasificadas como bienes de capital. En el caso de las operaciones liquidadas a partir del 19 de marzo de 2021 también se permitirá el acceso al MLC para el 50% restante siempre que dicho acceso corresponda a pagos anticipados de importaciones que califiquen como suministros para la producción de bienes exportables (sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos de información/declaración).

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 cinco (5) 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, 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 Banco Central, 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 por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada 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 cursadas a través del MLC desde el 17 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el 30% del valor de los nuevos aportes de inversión extranjera directa en empresas residentes 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; (f) La entidad financiera deberá verificar que la empresa haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas.

Se aplican normas específicas en el caso de proyectos que califiquen bajo el denominado Plan Gas 2020. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N° 892/2020 y la Comunicación "A" 7168, se autorizará el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del Banco Central (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.

Sin embargo, el acceso al MLC para el pago de dividendos y utilidades el exterior (salvo cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra) también se encuentra alcanzado por la Comunicación "A" 7030 debiendo presentarse la Declaración Jurada de Activos Externos Líquidos para poder acceder al MLC sin requerir autorización del Banco Central.

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 Banco Central, 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 denominado Plan Gas 2020. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N°892/2020 y la Comunicación "A" 7168, se autorizará el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del Banco Central (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para la repatriación de inversiones directas en el exterior hasta un monto equivalente a los aportes ingresados a Argentina y liquidados a través del MLC a partir del 16 de noviembre de 2020, en la medida en que se satisfagan las siguientes condiciones: (a) los pagos se efectúen luego del vencimiento de un período de 2 años a partir de la liquidación en el MLC de los aportes de capital efectuados para financiar el proyecto y (b) en el caso de reducciones de capital y/o pago de aportes irrevocables de capital, se presenten documentos ante el banco interviniente por los que se acredite el cumplimiento de los requisitos societarios aplicables y el endeudamiento resultante de la falta de capitalización del aporte de capital o de la reducción de capital social sea informado en el régimen de relevamiento de activos y pasivos externos.

Formación de activos externos de personas jurídicas y operaciones de derivados

Se sujeta a autorización del Banco Central 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. El acceso al MLC para la realización de dichos pagos también se encuentra alcanzado por la Comunicación “A” 7030 debiendo presentarse la Declaración Jurada de Activos Externos para acceder al MLC sin requerir autorización del Banco Central.

Asimismo, a través de la Comunicación “A” 6978 (posteriormente receptada en la Comunicación “A” 6991), el Banco Central estableció que desde el 17 de abril de 2020 las entidades financieras no podrán realizar operaciones de caución bursátil tomadoras ni colocadoras.

Restricciones adicionales

Se establecieron restricciones adicionales para beneficiarios de diferentes créditos y/o subsidios estatales. Mediante la Comunicación “A” 7006, se dispuso que quienes accedan a las financiaciones en pesos PyMEPlus deberán requerir conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, envío de ayuda familiar y derivados, o vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias.

Adicionalmente, mediante la Comunicación “A” 6993, el BCRA estableció que los beneficiarios de los créditos establecidos en el artículo 9 del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y/o complementado de tiempo en tiempo (el “Decreto 332”), no podrán hasta su total cancelación:

- acceder al MLC para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y derivados; y/o
- vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias.

A fin de dar cumplimiento a lo anterior, las entidades autorizadas a operar en cambios deberán solicitar a los clientes que requieran acceder al MLC para realizar operaciones de formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y la operatoria con derivados, enunciadas en el punto 3.8. de las Normas de Exterior y Cambios, una declaración jurada en la cual conste que no son beneficiarios de los créditos referidos. Adicionalmente, la Emisora declara que a la fecha del presente Prospecto, no es beneficiaria como empleadora del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción creado en el marco del Decreto 332.

Asimismo, la Resolución General N°841/2020 de la CNV (la “RG 841”) estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de cinco (5) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando: (a) se trate de compras de valores negociables en moneda extranjera y venta de los mismos en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra; y (b) se trate de compras de valores negociables con liquidación en jurisdicción extranjera y ventas en moneda extranjera contra jurisdicción local, salvo en el caso de personas humanas.

Mediante la Resolución General N°843/2020 de la CNV fueron complementadas las medidas tomadas en el marco de la RG 841. De esta forma, la CNV, dispuso: (a) que la concertación y liquidación de operaciones en moneda local de valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados autorizados y/o cámaras compensadoras registradas ante la CNV; (b) regulaciones específicas para la concertación y liquidación de operaciones por parte de los Agentes inscriptos ante la CNV para cartera propia; y (c) un plazo mínimo de cinco (5) días hábiles para que los valores negociables provenientes de depositarias del exterior y acreditados en el custodio local puedan ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera.

Finalmente, el BCRA estableció que a partir del 17 de abril 2020 inclusive, las entidades financieras no podrán realizar operaciones de caución bursátil tomadoras ni colocadoras.

Formación de activos externos de personas humanas

Se autoriza el acceso al MLC de personas humanas residentes para la constitución de activos externos, envío de ayuda familiar y el otorgamiento de garantías vinculadas con la concertación de operaciones de derivados, en la media en que dicho acceso no supere el equivalente a US\$200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios. Cuando el monto operado por estos conceptos supere el equivalente de US\$100 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, la operación deberá cursarse con débito a cuentas en entidades financieras locales. La entidad financiera deberá verificar que el cliente no haya excedido en

el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente según la información publicada por el Banco Central.

Sin embargo, en el caso de personas que accedan a “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9° del Decreto 332 estas no podrán, hasta la cancelación de tales créditos: (a) acceder al MLC para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y derivados; ni (b) vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias.

Las entidades podrán dar acceso al MLC a las personas humanas residentes para la formación de activos externos, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan los siguientes requisitos: (a) no se supere el equivalente de US\$200 en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados; (b) la operación se curse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US\$100 en el mes calendario en el conjunto de las entidades; (c) el cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente; (d) en el caso que la operación corresponda a conceptos incluidos en la formación de activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda; (e) la entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de liquidación de la operación de cambio.

Asimismo, se establece que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos cinco (5) días hábiles.

Por su parte, se establecieron limitaciones a las operaciones con tarjetas de crédito, compra, débito y prepagas. Los retiros de efectivo en el exterior con tarjetas de débito locales con débito en cuentas locales del cliente en moneda extranjera o en pesos. Una extracción con débito en la cuenta en pesos será considerada una formación de activos externos por parte del residente sujeto a los requisitos detallados precedentemente. Las entidades financieras y otras emisoras de tarjetas locales de crédito y/o compra podrán otorgar como adelanto en efectivo a los tarjetahabientes en el exterior, un monto máximo de US\$50 por operación. Dicho límite se incrementa a US\$200 por operación por los retiros de efectivo que se realicen en países no limítrofes.

Las entidades financieras y las empresas no financieras emisoras de tarjetas locales deberán contar con la conformidad previa del Banco Central para acceder al MLC para realizar pagos al exterior por el uso de tarjetas, cuando tales pagos se originen, en forma directa o indirecta a través del uso de redes de pagos internacionales, en las siguientes operaciones: (a) la participación en juegos de azar y apuestas de distinto tipo, y/o (b) la transferencia de fondos a cuentas en Proveedores de Servicios de Pago, y/o (c) la transferencia de fondos a cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, y/o (d) la realización de operaciones cambiarias en el exterior, y/o (e) la adquisición de criptoactivos en sus distintas modalidades, y/o (f) la adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos

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. Sin embargo, en los casos exceptuados, el acceso al MLC se encuentra alcanzado por la Comunicación “A” 7030 debiendo presentarse la Declaración Jurada de Activos Externos Líquidos.

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 Banco Central en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las 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.

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje y arbitraje de moneda con sus clientes 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. Las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera por estas operaciones;
- (ii) transferencia de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior. Las entidades financieras deberán contar con una declaración jurada del cliente donde indique que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el MLC durante los últimos cinco (5) días hábiles;
- (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. En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta denominada en moneda extranjera en poder del cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas humanas, sin la previa conformidad del Banco Central, hasta el monto permitido para el uso de efectivo bajo los puntos 3.8 y 3.12 de las Normas de Exterior y Cambios;
- (v) las personas humanas podrán realizar transferencias de divisas al exterior desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de cobranza en el exterior por hasta un monto equivalente a US\$500 en cualquier mes calendario, siempre que la persona brinde una declaración jurada donde conste que la transferencia se realiza para asistir a la manutención de residentes argentinos que fueron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia generada por el nuevo coronavirus COVID-19; y
- (vi) los clientes podrán realizar todas las demás operaciones de canje y arbitraje sin la conformidad previa del Banco Central 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.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad financiera deberá acreditar o debitar el mismo importe que el recibido desde el exterior o enviado al exterior. Cuando la entidad financiera cobre una comisión o arancel por estas operaciones, ello deberá instrumentarse en un ítem específico.

Asimismo, las personas que posean facilidades de crédito pendientes de pago en pesos alcanzadas por las Comunicaciones “A” 6937, “A” 6993, “A” 7006 y “A” 7082 del Banco Central y sus complementarias (es decir, facilidades de crédito a tasas de interés subsidiadas) no podrán vender valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias del exterior hasta tanto hayan cancelado totalmente tales facilidades.

Anticipo de operaciones cambiarias

De acuerdo con el punto 3.13 de las Normas de Exterior y Cambios (según fuera modificada por la Comunicación “A” 7138), las entidades autorizadas locales a operar en cambios deberán remitir al Banco Central, al cierre de cada jornada y con una antelación de dos (2) días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$50.000.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas de Exterior y Cambios, dar curso a las operaciones de cambio.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria

Para información sobre éste tema, véase “*Información Adicional—Carga Tributaria— Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria*”.

d. Carga tributaria

El siguiente es un resumen de las principales consecuencias impositivas emergentes de la tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de las Obligaciones Negociables. Si bien el siguiente resumen se considera una interpretación correcta de las leyes y reglamentaciones vigentes a la fecha del presente Prospecto, no puede asegurarse que los tribunales o autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no se producirán cambios en dichas leyes. Asimismo, la Ley de Solidaridad, posteriormente reglamentada por el Decreto N°99/2019, ha introducido modificaciones en el régimen impositivo de la Argentina. Algunos aspectos de las modificaciones se encuentran pendientes de reglamentación y su alcance aún genera ciertas incertidumbres.

Este análisis no considera las consecuencias impositivas aplicables a los compradores de Obligaciones Negociables en determinadas jurisdicciones que pueden ser relevantes para tales compradores. Los posibles compradores deberían consultar a sus asesores impositivos respecto de las consecuencias impositivas específicas derivadas de la adquisición, tenencia y enajenación de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias

Intereses

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

La Ley N°27.430 derogó el punto 4 del artículo 36 bis, subsección 3 y 4 de la Ley de Obligaciones Negociables e incorporó el Capítulo II a la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Así, de acuerdo con los artículos 95 y 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, inclusive, y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, los intereses de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el impuesto a las ganancias. En ese sentido, las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos de obligaciones negociables quedaron alcanzadas a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

La Resolución General N°4190-E de la AFIP estableció que, para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, en relación a los intereses o rendimiento de las obligaciones negociables, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General N°830 de la AFIP.

La Ley N°27.430 estableció normas específicas para la imputación de los intereses proveniente de valores tales como obligaciones negociables. Asimismo, la Ley N°27.430 estableció la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase.

La Resolución General N°4394 de la AFIP implementó un régimen de información para la renta financiera mediante el cual debía presentarse una declaración jurada por medio de la cual los bancos, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión debían informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General N°4395 de la AFIP contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del nuevo impuesto ceder que recaía sobre la renta financiera, la AFIP puso a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte” al que se accede con clave fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuota partes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

De acuerdo con la Resolución General N°4298 de AFIP, publicada el 29 de agosto del 2018 en el Boletín Oficial, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores

públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

Para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2020, la Ley de Impuesto a las Ganancias, tal como fue modificada por la Ley de Solidaridad, establece, entre otras cuestiones, que: (i) se restablece la vigencia de los puntos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables (los cuales habían sido derogados por la Ley N°27.430); y (ii) se derogan los artículos 95 y 96 en la parte correspondiente a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV, de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Consecuentemente, a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2020, inclusive, no será de aplicación el impuesto cedular a los rendimientos de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 (según se define más adelante), obtenidos por personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina).

Finalmente, dada la redacción de la Ley de Solidaridad, se encuentra en discusión cuál es el alcance de la derogación, así como si se han incluido exenciones sobre intereses de fideicomisos financieros, fondos comunes de inversión, plazos fijos en moneda nacional, obligaciones negociables y títulos públicos para el ejercicio fiscal 2019. A la fecha de este Prospecto la autoridad fiscal aún no se ha expedido de forma clara respecto a la divergencia de opiniones en torno a este tema.

Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N°22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación –excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante- beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N°24.083, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“Entidades Argentinas”), tenedoras de obligaciones negociables, dichos intereses estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias, salvo exenciones subjetivas establecidas en el artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Ley N°27.430 introdujo una reducción de la alícuota corporativa aplicable a las Entidades Argentinas (i.e., alícuota del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2020 y siguientes) y se prevé una retención adicional al momento en que dichas Entidades Argentinas distribuyan dividendos o utilidades por las ganancias generadas a partir del 1 de enero de 2018. Sin embargo, el artículo 48 de la Ley de Solidaridad suspendió la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley N°27.430 hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y una retención adicional del 7% al momento en que las Entidades Argentinas distribuyan dividendos o utilidades por las ganancias generadas a partir del 1 de enero de 2018.

El Poder Ejecutivo argentino ha enviado al Congreso de la Nación un proyecto de ley que propone modificar las alícuotas impositivas mencionadas en el párrafo anterior, estableciendo una alícuota corporativa que varía entre el 25% y el 35%, en función de la renta neta de la Entidad Argentina, y una retención adicional del 7% cuando las Entidades Argentinas distribuyan dividendos o beneficios generados a partir del 1 de enero de 2018.

Beneficiarios del Exterior

La Ley de Impuesto a las Ganancias establece que los intereses de obligaciones negociables que obtienen los beneficiarios del exterior (los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias en la medida que: (i) se trate de obligaciones negociables a las que se refiere el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, (ii) los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición infra en “*Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación*”), y (iii) se cumplan los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, teniendo en cuenta las normas de la CNV (las “Condiciones del Artículo 36”).

Las Condiciones del Artículo 36 que deben cumplirse para que proceda la exención son las siguientes:

- (a) las obligaciones negociables deben colocarse por medio de una oferta pública autorizada por la CNV.
- (b) los fondos obtenidos de la emisión de dichas obligaciones negociables, conforme a resoluciones societarias que autorizan la oferta, deben ser aplicados a inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, adquisición de fondos de comercio situados en el país, integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto; y
- (c) la emisora de obligaciones negociables debe evidenciar a la CNV, en el tiempo y forma prescriptos por las normas, de que los fondos obtenidos de la emisión han sido utilizados para los fines descriptos en el apartado (b).

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de una Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos. En oportunidad de la aprobación de dicha presentación por la CNV, las Obligaciones Negociables reunirán los requisitos previstos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si posteriormente se descubre que la Emisora ha violado las Condiciones del Artículo 36 o no ha cumplido con ellas, la responsabilidad del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los tenedores de las Obligaciones Negociables recaerá en la Emisora. En consecuencia, las exenciones especificadas beneficiarán a los tenedores de las Obligaciones Negociables independientemente de cualquier violación o incumplimiento posterior de la Emisora; en tal sentido, la Emisora deberá tributar en concepto de impuesto a las ganancias la tasa máxima establecida con carácter de pago único y definitivo, y los tenedores de las Obligaciones Negociables tendrán derecho a percibir el monto total adeudado como si no se hubiera requerido ninguna retención. Véase asimismo “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales*”.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean beneficiarios del exterior, no regirá lo dispuesto en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y el artículo 106 de la Ley N°11.683 (junto con sus modificatorias, la “Ley de Procedimiento Tributario”) que subordina la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes y/o los fondos con los que inviertan provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Decreto N°862/2019, según el mismo fuera modificado, dispone que no será de aplicación la exención dispuesta en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Consecuentemente, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables obtenida por Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes y/o los fondos con los que inviertan provengan de jurisdicciones no cooperantes. La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por dicho Beneficiario del Exterior, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad bancaria o financiera no radicada en países considerados jurisdicciones de baja o nula tributación según la Ley del Impuesto a las Ganancias y su reglamentación y sea supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente; o (ii) esté radicado en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

De acuerdo con la Resolución General N°4227/2018, en caso de que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención.

Ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, inclusive, y hasta el 31

de diciembre de 2019, inclusive, de acuerdo con el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de las obligaciones negociables por parte de personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina) se encontraban gravados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 5% (en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste), o 15% (en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

A efectos de determinar la base imponible por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina el costo de adquisición debía deducirse del precio venta. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no debían ser consideradas como integrantes de la base imponible. La Ley N°27.430 estableció normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, la Ley N°27.430 estableció la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos podían compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase.

Para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2020, la Ley de Impuesto a las Ganancias, tal como fue modificada por la Ley de Solidaridad, establece, entre otras cuestiones, que: (i) se restablece la vigencia de los puntos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables (los cuales habían sido derogados por la Ley N°27.430); y (ii) se incluye una exención al impuesto cedular establecido en el art. 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Consecuentemente, a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2020, inclusive, no será de aplicación el impuesto cedular a las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de las Obligaciones Negociables por parte de personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), siempre que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables a una alícuota del 30% para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y 2019, y lo estarían al 25% para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020 y siguientes. Sin embargo, el artículo 48 de la Ley de Solidaridad suspendió la reducción de la alícuota corporativa hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y una retención adicional del 7% al momento en que las Entidades Argentinas distribuyan dividendos o utilidades por las ganancias generadas a partir del 1 de enero de 2018.

El Poder Ejecutivo argentino ha enviado al Congreso de la Nación un proyecto de ley que propone modificar las alícuotas impositivas mencionadas en el párrafo anterior estableciendo una alícuota corporativa que varía entre el 25% y el 35%, en función de la renta neta de la Entidad Argentina, y una retención adicional del 7% cuando las Entidades Argentinas distribuyan dividendos o beneficios generados a partir del 1 de enero de 2018.

La base imponible por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La Ley N°27.430 establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones. Los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los potenciales inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Beneficiarios del Exterior

La Ley de Impuesto a las Ganancias establece, en el artículo 26 inciso u), que las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior se encuentran exentas del impuesto a las ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y/o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingreso a fiscos extranjeros.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante y/o los

fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, de conformidad con el Decreto N°862/2019, no será de aplicación la exención del artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias y, en consecuencia, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de dicha ley sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de la misma ley.

De acuerdo con la Resolución General N°4227 de AFIP, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en el país. A tales efectos, resultará de aplicación la alícuota de que se trate sobre la ganancia determinada de conformidad con lo dispuesto anteriormente. Destacamos que según el Decreto N°862/2019, en los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en el país, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

Impuesto sobre los bienes personales

Las personas humanas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina deben declarar todos los bienes de su titularidad (incluyendo los títulos, tales como las Obligaciones Negociables), que posean al 31 de diciembre de cada año, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al impuesto sobre los bienes personales (el “IBP”). Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por los bienes de su titularidad situados en la Argentina.

Debe tenerse en cuenta que, a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2019 (inclusive), se modificó la definición de “domicilio” aplicable a los efectos del IBP. Consecuentemente, a partir del período referido, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N°99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

El IBP correspondiente a las personas humanas residentes en el país y a las sucesiones indivisas allí radicadas recae sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuando éste supere los Ps.2.000.000. El monto excedente sobre el mínimo no imponible estará gravado por alícuotas progresivas aplicables a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2019 (inclusive), de acuerdo con la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	A Ps.			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50 %	0
3.000.000	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.000	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.000	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

El impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables (o los costos de adquisición más intereses, actualizaciones y diferencias de cambio devengados en el caso de obligaciones negociables sin oferta pública) al 31 de diciembre de cada año calendario.

Adicionalmente, se delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. A fin de determinar el monto alcanzado por tal tasa diferencial, el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes en el país.

Al respecto, la Ley N°23.966, según sea modificada, reglamentada y/o complementada de tiempo en tiempo (la “Ley de IBP”) establece que se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior: participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o

similar) de fideicomisos (*trusts* o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior, o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotapartes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

En uso de sus facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°99/2019, mediante el cual dispuso que, en relación con los activos situados en el exterior, las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de Ps.	a Ps.	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.000	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.000	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.000	En adelante	2,25

Las alícuotas incrementadas no serán aplicables en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior. La repatriación debe realizarse al 31 de marzo de cada año, inclusive, y el porcentaje debe representar, por lo menos un cinco por ciento (5%) del total del valor de los bienes situados en el exterior.

En cuanto a las personas humanas residentes en el exterior y las sucesiones indivisas allí radicadas, tales sujetos están alcanzados por el IBP sobre el valor de los bienes de su titularidad situados en Argentina a una alícuota del 0,50%, para los períodos iniciados a partir del 1 de enero de 2019 (inclusive). Las personas o sucesiones indivisas domiciliadas en el exterior no están sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a Ps.255,75.

Si bien ciertos bienes de propiedad de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito (el “Obligado Sustituto”) estarían técnicamente sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto N°127/96, dicho régimen no resulta de aplicación para las obligaciones negociables previstas en la Ley de Obligaciones Negociables y no se ha establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos.

En algunos casos, respecto de ciertos bienes cuya titularidad directa corresponda a determinadas sociedades, empresas u otras entidades domiciliadas o, en su caso, radicadas en el exterior (específicamente, sociedades off-shore que no sean compañías de seguros, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea), la ley presume sin admitir prueba en contrario, que los mismos pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o, en su caso, radicadas en el país. En consecuencia, esos bienes estarán alcanzados por el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino, como Obligado Sustituto, autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago.

Por otra parte, el Decreto N°812/1996, del 24 de julio de 1996, dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tales como las obligaciones negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en las bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las obligaciones negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución N°2.151/06 de la Administración Federal de Ingresos Públicos, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la

CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

Impuesto al valor agregado

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables y sus garantías estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina.

De conformidad con la Ley de Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos no estaría gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto sobre los débitos y créditos bancarios

La Ley N°25.413 (publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2001) con sus modificatorias establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de la Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias.

La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor del 1,2% y una menor del 0,5% o del 0,075%).

Adicionalmente, la Ley de Solidaridad modificó la Ley N°25.413 estableciendo que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en cuentas, cualquiera sea su naturaleza, abiertas en las entidades regidas por la Ley N°21.526 y sus modificatorias, la tasa aplicable será el doble de la tasa vigente para cada caso. Dicha modificación no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de micro y pequeñas empresas, en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

Según el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de mayo de 2018), el 33,0% del impuesto pagado sobre los débitos y créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas a una alícuota del 1,2% podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. Este crédito como pago a cuenta será imputado, indistintamente, contra el impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros o reembolsado, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. Asimismo, el artículo 7 del Decreto N°380/2001, y sus modificatorias, establece un tratamiento especial en este tributo para entidades financieras comprendidas en la Ley N°21.526. No existen exenciones que prevean la no aplicación de este impuesto sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

La Ley N°27.432, acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la Ley N°25.413 y sus modificaciones que a la fecha de entrada en vigencia de esta ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20%) por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto sobre los débitos y créditos bancarios como pago a cuenta del impuesto a las ganancias. El Poder Ejecutivo Nacional no ha dispuesto nada al respecto a la fecha de este Prospecto.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria

La Ley de Solidaridad estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre: (i) la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico vinculado al pago de obligaciones en los términos de la reglamentación vigente en el mercado de cambios; (ii) el cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden del adquirente locatario o prestatario destinadas al pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior o servicios prestados por no residentes, que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito y cualquier otro medio de pago

equivalente que determine la reglamentación, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior; (iii) la adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo, del país; y (iv) la adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país, en la medida en la que para la cancelación de la operación deba accederse al MLC para adquirir las divisas correspondientes en los términos que fije la reglamentación.

Adicionalmente, son sujetos pasivos de este impuesto, salvo ciertas excepciones, los sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables-) que realicen alguna de las mencionadas operaciones. La alícuota aplicable es, en general, del 30%.

Finalmente, Mediante la Resolución General N°4815, la Administración Federal de Ingresos Públicos implementó un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por este impuesto, destinado a adelantar el ingreso de las obligaciones correspondientes al impuesto a las ganancias o al impuesto sobre los bienes personales, según corresponda. El régimen de percepción aplica a los residentes en el país que realicen una operación alcanzada por el impuesto PAIS, salvo ciertas excepciones como la adquisición en el exterior de materiales de equipamiento y demás bienes destinados a la lucha contra el fuego y la protección civil de la población.

Las percepciones que se practiquen por el presente régimen se considerarán, conforme la condición tributaria del sujeto pasible, pagos a cuenta de los siguientes tributos: (1) sujetos adheridos al régimen simplificado para pequeños contribuyentes (RS) y que no resultan responsables del impuesto a las ganancias: impuesto sobre los bienes personales; o (2) demás sujetos: impuesto a las ganancias.

En caso de que la percepción se realice a una persona no alcanzada por los impuestos referidos, se podrá solicitar la solicitar la devolución del gravamen percibido una vez finalizado el año calendario en el cual se efectuó la percepción.

Impuesto sobre los ingresos brutos

Los inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad y a título oneroso, en cualquier jurisdicción argentina en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de las Obligaciones Negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada provincia argentina y/o en la Ciudad de Buenos Aires, a menos que resulte aplicable una exención. Ciertas jurisdicciones eximen los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras le sea de aplicación la exención respecto del impuesto a las ganancias (ej., Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto el 16 de noviembre de 2017 por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de la mayoría de las Provincias argentinas y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (“Consenso Fiscal” y/o “Consenso”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos con relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita. En lo que refiere al impacto del Consenso en el impuesto sobre los ingresos brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. Sin embargo, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el cual producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes y a partir de dicha fecha. Adicionalmente, mediante la Ley N°27.542 publicada en el Boletín Oficial de fecha 12 de febrero de 2020 se aprobó un nuevo consenso fiscal, que incluye la suspensión de ciertas cláusulas del anterior por un año (plazo que fue posteriormente extendido por un año adicional). Respecto del impuesto sobre los ingresos brutos, en dicho acuerdo se estableció que la mencionada suspensión operará exclusivamente respecto de las exenciones y/o escalas de alícuotas contempladas para el período 2020, resultando, por lo tanto, exigibles a las provincias argentina y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, aquellas previstas para los ejercicios fiscales 2018 y 2019.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en cada caso en particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias denominado SIRCREB que posibilita el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos aplicable sobre los importes que sean depositados en cuentas abiertas en las entidades financieras cualquiera sea su especie y/o naturaleza. Cada provincia establece sus propios regímenes de pagos a cuenta, con lo cual el análisis deberá

llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas de percepción dependen de cada uno de los fiscos, en general, se encuentra entre 0,01% y 5%; aquella varía con relación a determinados grupos o categorías de contribuyentes, tales como la categoría de riesgo que hubiera sido asignada y el grado de cumplimiento formal y material de los deberes fiscales.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los seis meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución. Sin perjuicio de ello, debe tenerse en cuenta que las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de dicha fecha, tal como se mencionó en la sección correspondiente al impuesto sobre los ingresos brutos.

Los potenciales inversores en las Obligaciones Negociables deben considerar las consecuencias impositivas de las jurisdicciones que en su caso resulten involucradas.

Impuesto de sellos

El Impuesto de Sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en las provincias argentinas o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de las acciones y demás títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

De acuerdo con el Consenso Fiscal, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022. Sin perjuicio de ello, debe tenerse en cuenta que las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de ciertas cláusulas del Consenso Fiscal hasta el 31 de diciembre de 2020, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de dicha fecha. Durante el mes de diciembre de 2020, las provincias argentinas y el Gobierno Nacional firmaron un nuevo Consenso Fiscal que, entre otras cuestiones, incluyó la extensión de la suspensión del anterior por un año adicional. La Ciudad Autónoma de Buenos Aires, San Luis y La Pampa no participaron del nuevo Consenso Fiscal.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se recomienda analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el

resto de las jurisdicciones provinciales.

Otros impuestos

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el “ITGB”). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- Están exentas del ITGB, respecto del período fiscal comenzado el 1 de enero de 2020, las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sea igual o inferior a Ps.322.800, monto que se elevará a Ps.1.344.000 cuando se trate de transmisiones a padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, desde enero de 2011 se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

La transmisión gratuita de obligaciones negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sean superiores a Ps.322.800 o Ps.1.344.000- cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Tasa de justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos, la cual, en el caso de los tribunales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, representa actualmente una alícuota del 3% sobre el monto reclamado.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se considerarán como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- (i) Se determinará un impuesto a las ganancias sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- (ii) También se determinará el impuesto al valor agregado (e internos, si fuera el caso) sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

Aunque el significado del concepto “ingresos provenientes” no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación, pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación.
- (ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

No obstante esta presunción, la norma legal prevé que la AFIP podrá considerar como justificados aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

- (iii) 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.

Por su parte, 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 República 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. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, 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 República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias 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 95 jurisdicciones, entre las que se encuentran: (i) la República del Paraguay; (ii) el Estado Plurinacional de Bolivia; (iii) la República de Cuba; y (iv) la República de Nicaragua. Para ver el listado completo, véase el artículo 24 del Decreto N°862/2019, 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 las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al quince por ciento (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.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.

e. Declaración por parte de expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

f. Documentos a disposición

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto y los Estados Financieros Anuales al 31 de diciembre de 2020 (ID 2719712), al 31 de diciembre de 2019 (ID 2587265), y al 31 de diciembre de 2018 (ID 2446341), pueden ser consultados en el Sitio Web de la CNV en el ítem “Empresas” y de la Sitio Web de la Emisora. Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares de este Prospecto y de los Estados Financieros que lo integran en la sede social de la Sucursal, sita en Av. Leandro N. Alem 1180, C.A.B.A., Argentina, y en las oficinas del Estudio Martínez de Hoz & Rueda, sitas en Bouchard 680, Piso 19, C.A.B.A., Argentina, teléfono (+54-11) 2150-9779.

g. Prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional Argentino aprobó la Ley N°25.246, la cual fue luego modificada por, entre otras, las Leyes N°26.087, N°26.119, N°26.268, N°26.683, N°26.734 (en adelante, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”) y las normas reglamentarias emitidas en la materia por la UIF, las cuales establecen un régimen penal administrativo, reemplazando varios artículos del Código Penal Argentino, y tipifican el lavado de activos como un delito penal. Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”), como organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. Con el dictado de la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF pasó a estar bajo la órbita del entonces Ministerio de Finanzas, actualmente, el Ministerio de Economía de la Nación.

Bajo el Código Penal Argentino (“CPA”) se comete delito de lavado de activos cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí.

Las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años; (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, (iii) la extensión del daño causado, (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El CPA (en su artículo 306, incluido por Ley N°26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: a) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; b) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; y c) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo.

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como Sujetos Obligados, tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos). Asimismo, se encuentran dentro de las categorías de sujetos obligados, entre otros, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso.

De acuerdo con la Ley de Prevención del Lavado de Activos, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las

personas humanas o jurídicas autorizadas por el Banco Central para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) los profesionales matriculados cuyas actividades estén reguladas por los consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de “*conozca a su cliente*”); (ii) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por la AFIP y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

En virtud del listado de sujetos obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables. Asimismo, dichos sujetos obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

En agosto de 2016, la Resolución UIF N°94/2016 estableció que las partes obligadas legalmente a informar bajo la Resolución UIF N°121/2011 – actualmente derogada por la Resolución UIF 30 (conforme se define más adelante) – pueden aplicar medidas de *due diligence* simplificado para la identificación del cliente al momento de abrir una caja de ahorros (por ejemplo, presentación de identificación, declaración PEP y verificación de que el titular no se encuentra incluido en los listados de terroristas y/u organizaciones terroristas) en los casos en que el cliente cumpla con ciertos requisitos específicos. De acuerdo con esta resolución, las medidas de identificación simplificada no liberan al sujeto obligado de la obligación de monitorear las operaciones desarrolladas por dicho cliente.

Por otra parte, en el marco del “Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior” establecido en la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF emitió la Resolución N°92/2016, en virtud de la cual se estableció que los sujetos obligados debían implementar, a los efectos del régimen de sinceramiento, un sistema de gestión de riesgos y reportar las operaciones sospechosas realizadas hasta el 31 de marzo de 2017 bajo dicho régimen especial.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N°4/2017, mediante la cual estableció que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial establecida en la Resolución N°4/2017 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los sujetos obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

La Resolución UIF N°30/2017 que reemplazó a la Resolución UIF N°121/2011 (la “Resolución UIF 30”); y la Resolución UIF N°21/2018 que reemplazó a la Resolución UIF N°229/2011 y reemplazó parcialmente la

Resolución 140/2012 (la “Resolución UIF 21”) cuyos textos ordenados fueron aprobados por la Resolución UIF N°156/2018 regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de “conoce a tu cliente” y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primer medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución UIF 30, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N°156/2018 es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley N°18.924 y sus modificatorias.

La Resolución UIF 21, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N°156/2018, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes de mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones. Esta Resolución incorporó como Sujetos Obligados a las personas incluidas en el artículo 22 inc. 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos que actuaran como fiduciarios financieros cuando sus títulos fueran autorizados por la CNV.

En tanto y de acuerdo con la Resolución N° 229/2014 de la UIF, tanto el Banco Central como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo” y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación y las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión, y las personas humanas o jurídicas que intervengan en fideicomisos financieros registrados en la Comisión Nacional de Valores) deberán observar lo establecido en la Ley N°25.246, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional y las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente) e imponen ciertas obligaciones de información.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los de países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N°589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser

solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. La Emisora y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Sociedad, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores.

Mediante el Decreto N°360/2016 se creó el “*Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo*”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del artículo 3 del Decreto N°360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N°331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del artículo 3 del Decreto N°360/2016); y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF 111/2012. El mismo será aplicable para los procedimientos sumariales cuyo acto de apertura se notifique a los sumariados a partir de los 30 días hábiles administrativos de la publicación de dicha resolución. A través del Sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N°97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF a fin de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución UIF 30 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°134/2018, modificada parcialmente por la Resolución UIF N°15/2019 y Resolución UIF N°128/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución UIF N°52/2012 y se actualizó la nómina de personas consideradas como expuestas políticamente. Asimismo, la Resolución UIF N°134/2018 prevé que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal desde la fecha de cese de la función pública prominente. Se prevé asimismo que en el Reporte de Operaciones Sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente. La Resolución UIF N°128/2019, dictada en diciembre de 2019, incorporó en la Resolución UIF N°134/2018 la obligación de aplicar medidas de diligencia reforzadas en las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, al considerarlas como de alto riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°154/2018, por la que aprobó el “Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera” derogando las disposiciones de los Anexos II, III, y IV de la Resolución N°104/2010, el artículo 7 y las disposiciones de los Anexos V, y VI de la Resolución N°165/2011 y del Anexo III de la Resolución N°229/2014. Así, la UIF modificó los procedimientos de supervisión por nuevos diseños adaptados a un enfoque basado en riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los sujetos obligados bajo su contralor. A raíz de ello, se deroga la Resolución UIF N°104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV. La norma rige para los procedimientos de supervisión que se inicien con posterioridad a su entrada en vigencia.

El 28 de diciembre de 2018, mediante la Resolución N°156/2018 se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF 30, Resolución UIF 21 y Resolución UIF N°28/2018, en línea con el Decreto N°891/2017 de Buenas Prácticas en Materia de Simplificación.

En julio de 2019, se dictó el Decreto N°489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos

vinculados al terrorismo y su financiación. Se crea el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (RePET)- y se habilita a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. Los sujetos obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el Registro.

El 17 de noviembre de 2019 la UIF emitió la Resolución N°117/2019, mediante la cual actualizó los montos que las entidades deben aplicar en sus políticas de identificación a su cliente, incluyendo los de la Resolución N°21/2018 bajo la cual las entidades están autorizadas a realizar medidas de *due diligence* simplificado.

Por último, en el marco de la emergencia sanitaria generada en el marco de la pandemia del nuevo coronavirus COVID-19, la UIF dictó las Resoluciones N°29/2020, 32/2020 y 53/2020. Las Resoluciones UIF N°29/2020 y 32/2020 dispusieron la atención de consultas y trámites únicamente por mesa de estradas virtual del organismo, y la suspensión de los plazos en los sumarios administrativos que tramita la UIF y de los procedimientos de supervisión en curso desarrollados por la Dirección de Supervisión de este Organismo. Por su parte, la Resolución N°32/2020 dispuso que las medidas adoptadas en ella se extenderán y prorrogarán automáticamente, toda vez que el Poder Ejecutivo Nacional extienda el aislamiento social, preventivo y obligatorio. La Resolución UIF N°53/2020, exceptuó de la suspensión de plazos administrativos establecida por el Decreto N°298/2020 y prorrogada por el Poder Ejecutivo Nacional, a los procedimientos de supervisión *extra situ* que se realicen de forma conjunta con la CNV. A través de la Resolución UIF N° 116/2020, la UIF dispuso, entre otras cuestiones, la reanudación de todos los plazos dentro de los procedimientos sumariales, de supervisión y administrativos en el ámbito de la UIF.

Para un análisis más puntual del régimen los inversores pueden recurrir a sus asesores legales y/o consultar la normativa aplicable en el sitio web del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (<http://www.infoleg.gob.ar>) o de la Unidad de Información Financiera (<https://www.argentina.gob.ar/uif>). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer las leyes mencionadas y sus decretos reglamentarios.

h. Tipos de cambio

Sólo para comodidad del lector, se han convertido algunos de los montos en pesos incluidos en este Prospecto a dólares a los tipos de cambio especificados. La información equivalente del dólar no debe ser entendida como que los montos en pesos, representan, o podrían ser convertidos a dólares a los tipos cambiarios mencionados o a cualquier otro tipo cambiario. La conversión de los importes de moneda, no debe ser interpretada en este Prospecto como representaciones de los montos en pesos que propiamente representen los montos en dólares, cualquier persona podría convertir los montos en dólares a cualquier tipo de cambio.

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos por dólares y no ajustados por inflación.

No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro.

Al 31 diciembre	Máximo⁽¹⁾	Mínimo⁽²⁾	Promedio⁽³⁾	Cierre período⁽⁴⁾
2014	8,56	6,52	8,12	8,55
2015	13,40	8,55	9,26	13,04
2016	16,03	13,20	14,782	15,89
2017	18,08	15,17	16,56	18,65
2018	40,90	18,42	28,11	37,80
2019	60,01	37,04	48,24	59,89
2020	84,145	59,917	84,796	84,145
Enero 2021	87,298	84,703	85,970	87,298
Febrero 2021	89,825	87,605	88,675	89,825
Marzo 2021 (al 29 de marzo de 2021)	91,921	90,850	90,975	91,921

Fuente: Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina.

Notas:

- (1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más alto durante dicho período.
- (2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más bajo durante ese período.
- (3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.
- (4) El cierre de período indica el tipo de cambio “vendedor” al cierre de ese período.

i. Presentación de Información Contable y Otras Cuestiones

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, a menos que se especifique lo contrario o que así lo exija el contexto, las referencias a: “Pan American”, aluden a Pan American Energy, S.L, una sociedad organizada en Madrid, Reino de España; las referencias a la “Emisora”, “la Sucursal” o la “Sucursal Argentina” de Pan American aluden a Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina; las referencias a “Axion Argentina” aluden a Axion Energy Argentina S.A., cuyo fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos fueron transferidos e integrados en la Sucursal el 1 de abril de 2018; las referencias a “Pan American Energy Group” aluden a Pan American Energy Group, S.L., el socio de Pan American; y las referencias a “Axion Holding” aluden a Axion Energy Holding, S.L.

Para ciertos otros términos definidos utilizados en este Prospecto, véase “—Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión”.

Salvo especificación en contrario, las referencias contenidas en el presente a “Dólares Estadounidenses”, “Dólares” o “US\$” designan el dólar estadounidense; las referencias a “pesos”, o “Ps.” designan los pesos argentinos. Véase “—Tipos de Cambio” e “Información Adicional—Controles de Cambios” para información relacionada con los tipos de cambio entre el peso y el dólar estadounidense.

Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión

A menos que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen los significados que se indican a continuación:

“API”	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>).
“b”	Miles de millones.
“bbl”	Barril.
“bcf”	Miles de millones de pies cúbicos.
“bloque” o “área”	Un área de exploración o producción de petróleo y/o gas. Un bloque puede incluir uno o más yacimientos.
“boe”	Barriles equivalentes de petróleo.
“bpd”	Barriles de petróleo por día.
“Btu”	Unidad térmica británica o <i>British Thermal Unit</i> .
“cf”	Pie cúbico.
“condensado”	Hidrocarburos líquidos, producidos con gas, y líquidos derivados del gas.
“E&P”	Exploración y producción de hidrocarburos.
“gas” o “gas natural”	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases compuestos principalmente de metano que en condiciones atmosféricas normas se encuentra en estado gaseoso.
“GNC”	Gas natural comprimido.
“GNL”	Gas natural licuado.
“GLP”	Hidrocarburos livianos de gas licuado de petróleo compuestos principalmente de propano y butano que están en estado líquido bajo presión a temperatura normal.
“GWh”	Gigavatio por hora.
“hp”	Caballos de potencia (<i>horsepower</i>).
“IAPG”	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
“m ³ ”	Metros cúbicos.
“m”	Mil.
“mm”	Millón.
“MW”	Megavatio.

“operador”	La compañía designada por un consorcio o <i>joint venture</i> para llevar a cabo operaciones.
“pd”	Por día.
“petróleo” o “petróleo crudo”	Petróleo, incluyendo condensado.
“pozo de desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo o gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Compañía y difiere de la definición de la SEC, que considera que un pozo de exploración es cualquier pozo que no es un pozo de desarrollo.
“pozo productivo”	Un pozo de exploración o desarrollo que no es un pozo seco.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo que resultó incapaz de producir hidrocarburos en cantidades suficientes para justificar su terminación.
“ppm”	Partes por millón.
“reacondicionamiento”	Trabajo importante de reparación realizado en pozos de petróleo y/o gas. El reacondicionamiento puede incluir la reparación de entubados o de cañerías, cementación forzada, cementación de fondo o estimulación (fracturación, acidización u otra).
“reservas”	Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran que son económicamente recuperables con las prácticas operativas existentes y las condiciones económicas vigentes.
“reservas probadas”	Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran, con razonable certeza que son recuperables en años futuros a partir de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes, es decir, en función de los precios y costos a la fecha en que se realiza la estimación y cualquier cambio de precio dispuesto en virtud de acuerdos contractuales, pero no el incremento basado en condiciones futuras.
“reservas probadas desarrolladas”	Las reservas de petróleo y gas que se prevé que serán producidas por medio de los pozos existentes con el equipo y los métodos operativos existentes (las reservas de petróleo y gas adicionales que se prevé obtener por medio de la aplicación de inyección de fluido u otras técnicas de recuperación mejoradas para complementar las fuerzas naturales y los mecanismos de recuperación primarios se incluyen solamente después de su prueba mediante un proyecto piloto o después de que la operación de un programa instalado ha confirmado a través de la respuesta de producción que logrará una mayor recuperación).
“reservas probadas no desarrolladas”	Las reservas de petróleo y gas que se prevé recuperar de pozos nuevos en superficies no perforadas, o de pozos existentes cuando se requiera una inversión relativamente importante para su terminación, pero sin incluir las reservas atribuibles a cualquier superficie para la cual se contemple la aplicación de inyección de fluido u otra técnica de recuperación mejorada, salvo que dichas técnicas hayan demostrado ser efectivas mediante pruebas reales realizadas en el área y en el mismo reservorio (las reservas en superficies no perforadas se limitan a aquellas unidades de perforación que compensan unidades en producción cuya producción es razonablemente cierta al ser perforadas; las reservas probadas correspondientes a otras unidades no perforadas pueden reclamarse solamente cuando pueda demostrarse con certeza que existe continuidad de producción desde la formación existente).
“RPS”	RPS Group Inc.
“Ryder Scott”	Ryder Scott Company Petroleum Engineers.
“superficie desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un yacimiento, en la que se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.
“superficie neta”	La suma de la superficie de acuerdo a su participación en el área.

“superficie no desarrollada”

Superficie dentro de los límites de un bloque en la cual se han perforado o terminado pozos hasta un punto que permitiría la producción de cantidades comerciales de petróleo y gas, ya sea que dicha superficie contenga o no reservas probadas.

Tabla de Conversión

1 barril	= 42 galones estadounidenses = 0,159 metros cúbicos.
1 barril de petróleo	= 1 barril de equivalente de petróleo.
1 barril de equivalente de petróleo	= 5.800 pies cúbicos de gas.
1 barril de equivalente de petróleo	= 1 barril de GLP.

IX. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

En virtud de las reglamentaciones argentinas aplicables, la Emisora presenta a la CNV sus Estados Financieros Anuales Auditados y sus Estados Financieros Trimestrales con informes de revisión limitada. En tanto cualesquiera obligaciones negociables se encuentren en circulación, todos los mencionados estados financieros publicados por la Emisora y presentados a la CNV con posterioridad a la fecha del presente, quedan incorporados al presente por referencia. Adicionalmente, con respecto a una emisión determinada de obligaciones negociables, el suplemento de prospecto relacionado con tal emisión se incorporará por referencia a este Prospecto y formará parte del mismo. En un mismo sentido, cualquier modificación o suplemento al presente Prospecto que oportunamente se emita también se incorporará por referencia al presente, formando parte del mismo.

Cualquiera de los informes precedentes, incorporados al presente por referencia, puede solicitarse sin cargo por escrito o por teléfono a la Emisora. Se considerará que cualquier declaración incluida en un documento incorporado por referencia al presente ha sido modificada o reemplazada a los efectos del Prospecto, en la medida en que una declaración incluida en dicho otro documento presentado posteriormente, modifique o reemplace dicha declaración. Se considerará que cualquier declaración modificada o reemplazada de ese modo no forma parte de este Prospecto, excepto que fuere así modificada o reemplazada.

Estados Financieros

Los Estados Financieros que integran el presente Prospecto son los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018. Los Estados Financieros Anuales auditados referidos en el presente Prospecto se encuentran publicados en el Sitio *Web* de la CNV bajo los IDs 2719712, 2587265 y 2446341, respectivamente.

EMISORA

Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina

Av. Leandro N. Alem 1180 (C1001AAT)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

ASESORES LEGALES

Martínez de Hoz & Rueda

Bouchard 680, Piso 19 (C1106ABJ)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

AUDITORES

KPMG

Bouchard 710, Piso 1° (C1106ABL)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Argentina

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 30 de marzo de 2021.

Rodolfo E. Berisso

Subdelegado