

PROSPECTO DE ACTUALIZACIÓN Y AMPLIACIÓN RÉGIMEN DE EMISOR FRECUENTE



COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Compañía General de Combustibles S.A., CUIT N° 30-50673393-2 (la “**Emisora**”), se encuentra registrada como “Emisor Frecuente” bajo el Registro de Emisor Frecuente de la Comisión Nacional de Valores (la “**CNV**”) N° 8. La sede social de la Emisora se encuentra ubicada en la calle Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sus datos de contacto son los siguientes: (i) número de teléfono: (+5411) 4849-6100; (ii) número de fax: (+5411) 4849-6100; (iii) dirección de correo electrónico: investors@cgc.com.ar; y (iv) página web: www.es.cgc.energy.

El Registro de Emisor Frecuente N° 8 ha sido autorizado por la Disposición N° DI-2019-61-APN-GE#CNV de fecha 24 de julio de 2019 de la Gerencia de Emisoras de la CNV. La ampliación del monto máximo a emitir en el marco del Registro de Emisor Frecuente y la ratificación de dicho registro han sido aprobados por la Disposición N° DI-2022-25-APN-GE#CNV de fecha 30 de mayo de 2022. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el 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 directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y complementarias la “Ley de Mercado de Capitales”). El directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente 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 Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

El presente Prospecto contiene y actualiza la información del prospecto de fecha 27 de mayo de 2021 publicado en la Autopista de la Información Financiera de la Comisión Nacional de Valores bajo el ID N° 2753999. El monto máximo autorizado para emitir valores negociables bajo el Registro de Emisor Frecuente, originalmente era de US\$500.000.000 (o su equivalente en otras monedas), y fue ampliado a US\$1.000.000.0000 (o su equivalente en otras monedas y/o unidades monetarias ajustables por índices y/o fórmulas) por la asamblea ordinaria y extraordinaria de accionistas de la Emisora de fecha 4 de abril de 2022.

La ratificación del carácter de emisor frecuente de la Emisora y la versión preliminar del Prospecto de actualización y ampliación fueron aprobadas por reunión de directorio de la

Emisora de fecha 4 de abril de 2022. La versión definitiva del Prospecto fue autorizada por resolución de subdelegado de fecha 30 de mayo de 2022.

A la fecha de este Prospecto, se encuentran en circulación las siguientes clases de Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente: (i) Obligaciones Negociables Clase 17, por un valor nominal en circulación de US\$204.289.000; (ii) Obligaciones Negociables Clase 18, por un valor nominal en circulación de US\$20.000.000; (iii) Obligaciones Negociables Clase 19, por un valor nominal en circulación de US\$35.962.860; (iv) Obligaciones Negociables Clase 21, por un valor nominal en circulación de US\$14.037.140; (v) Obligaciones Negociables Clase 22, por un valor nominal en circulación de US\$20.000.000; (vi) Obligaciones Negociables Clase 23, por un valor nominal en circulación de US\$100.000.000; (vii) Obligaciones Negociables Clase 24, por un valor nominal en circulación de US\$53.955.852; y (viii) Obligaciones Negociables Clase 25, por un valor nominal en circulación de US\$11.287.128. El monto total de Obligaciones Negociables en circulación, considerado en su conjunto, asciende a la suma de US\$459.531.980. Sin considerar la ampliación referida en el párrafo precedente, el monto disponible de emisión para la Compañía bajo el Régimen de Emisor Frecuente es de US\$40.468.020. Teniendo en cuenta la referida ampliación, el monto disponible de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente ascendería a US\$540.468.020 (o su equivalente en otras monedas y/o unidades monetarias). El monto ampliado disponible de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente es US\$1.000.000.000, considerando que bajo la normativa aplicable al Régimen de Emisor Frecuente la CNV autoriza sin posibilidad de reemisión, el monto disponible es US\$485.878.396.

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

El presente Prospecto no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, los valores negociables que se emitan bajo el Registro de Emisor Frecuente de la Emisora podrán contar con calificación de riesgo, conforme se indique en el suplemento de precio correspondiente. Sin perjuicio de ello, Fix SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo, Registro CNV N° 9 (“Fix”) en su dictamen de fecha 21 de febrero de 2022 ha otorgado a la Emisora una calificación de Emisor de Largo Plazo de AA-(arg). La perspectiva de la calificación fue estable, lo que refleja una muy sólida capacidad crediticia respecto de otros emisores del país.

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

La Emisora podrá destinar los fondos provenientes de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” establecidos en el art. 4.5 del Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV (o cualquier otra normativa que a tal efecto dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior), al financiamiento proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalle en el Suplemento de

Prospecto correspondiente. Adicionalmente, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente en línea con los Principios de Bonos Vinculados a la Sustentabilidad (“*Sustainability-Linked Bonds*”) del ICMA (“*International Capital Market Association*”) (o cualquier normativa que dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior), pudiendo incorporarse a cualquier panel que se cree en el futuro en mercados locales y/o internacionales donde se listen este tipo de bonos según se detalle en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde, Sustentable y/o Vinculado a la Sustentabilidad que puedan tener las potenciales emisiones bajo el Régimen de Emisor Frecuente. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociables, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV (o cualquier otra normativa que a tal efecto dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior).

A la fecha de este Prospecto, las emisiones de Obligaciones Negociables denominadas en Dólares Estadounidenses que se realicen bajo el Régimen de Emisor Frecuente no se encuentran alcanzadas por la exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales prevista por la Ley N° 27.638 reglamentada por el Decreto N° 621/2021. Por su parte, las emisiones de Obligaciones Negociables denominadas en moneda nacional que se realicen bajo el Régimen de Emisor Frecuente se encontrarán alcanzadas por la exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales prevista en la Ley N° 27.638 reglamentada por el Decreto N° 621/2021, en tanto serán colocadas por oferta pública autorizada por la CNV y los fondos se destinarán a cualquiera de los destinos previstos por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 (sus modificatorias y complementarias), siempre y cuando la Emisora acredite ante la CNV, en tiempo y forma, el cumplimiento del plan de afectación de fondos correspondiente. Para mayor información ver “*Información Adicional – Carga Tributaria*”.

Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 referidos en este Prospecto se encuentran incorporados por referencia. Ver “*Incorporación de Información por Referencia*” en este Prospecto. La información contable correspondiente a los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022 se encuentra incluida en el Anexo I de este Prospecto, y también es incorporada por referencia. Podrán solicitarse copias del Prospecto y/o de su versión resumida, así como de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022, y eventualmente, de los Suplementos de Precio, en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10:00 a 18:00 hs., teléfono/fax (5411) 4849-6100, o vía correo electrónico a investors@cgc.com.ar. Asimismo, dicha documentación e información estará disponible en la página *web* de la CNV (<http://www.argentina.gob/cnv>) y en el sitio *web* institucional de la Emisora <https://cgc.energy/esp/>.

La fecha del Prospecto es 31 de mayo de 2022.

ÍNDICE

INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....	5
FACTORES DE RIESGO	101
POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	154
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	161
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS.....	172
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	176
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	177
INFORMACIÓN ADICIONAL	225
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA.....	271

ANEXO I

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Reseña histórica

La Emisora fue constituida el 15 de octubre de 1920, bajo la denominación Compañía General de Combustibles S.A. e inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires bajo el N° 136, Folio N° 26 del Libro N° 41 de Sociedades Anónimas, CUIT N° 30-50673393-2. El plazo de duración de la Emisora es hasta el 1° de septiembre de 2100. El domicilio legal se encuentra en Bonpland 1745, Ciudad de Buenos Aires, Argentina; el número telefónico es: (5411) 4849-6100, su página *web* es <https://cgc.energy/esp/> y la dirección de correo electrónico es investors@cgc.com.ar.

El capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones clase "A" o clase "B" según sus condiciones de emisión. Actualmente, el capital social de la Emisora está representado por 279.396.499 acciones ordinarias nominativas no endosables clase A de valor nominal un peso (\$1) y con derecho a un voto por acción y por 119.741.357 acciones ordinarias nominativas no endosables clase B de valor nominal un peso (\$1) y con derecho a un voto por acción. Latin Exploration S.L.U. es titular del 70% del capital social y votos de la Emisora y Sociedad Comercial del Plata S.A. es titular del 30% restante.

Para mayor información acerca de la composición del capital social de la Emisora y de sus accionistas principales, ver "*Estructura de la Emisora, accionistas y partes relacionadas*" e "*Información adicional*" en este Prospecto.

La presencia de la Emisora en Argentina data de 1920, en que la misma comenzó a operar como una empresa de transporte y comercialización de fuel oil y gasoil para estaciones de servicio. En los años '80, la Emisora adquirió participaciones en áreas de exploración y producción de petróleo y gas en Argentina y centró sus esfuerzos en la exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. Durante los '90, si bien se concentraba en el segmento de *upstream*, la Emisora adquirió participaciones en empresas de petróleo y gas líderes en Argentina y en los países vecinos.

A fines de los años '90, la Emisora era controlada por Sociedad Comercial del Plata S.A. y para modificar su estructura comercial, vendió su segmento de *downstream* y comenzó a centrarse exclusivamente en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, conservando sus participaciones de *midstream*. Asimismo, durante esos años, la Emisora enfrentó una fuerte crisis financiera y, en septiembre de 2000, se presentó en concurso preventivo, principalmente a causa de los pasivos de su accionista controlante en ese momento, para el que había otorgado una garantía. El concurso finalizó en 2012.

En abril de 2013, Southern Cone Foundation, una fundación privada con inversiones en los sectores de aeropuertos, agronegocios, energía, infraestructura, servicios y tecnología en diez países adquirió una participación controlante indirecta en la Emisora con miras a posicionarla como empresa líder de petróleo y gas de Argentina. A la fecha de este Prospecto, Southern Cone Foundation es titular del 70% de la Emisora a través de Latin Exploración S.L.U, sociedad holding española. Los potenciales beneficiarios de esta fundación son algunos miembros de la familia Eurnekian así como instituciones religiosas, de caridad y educativas designadas por el directorio de la fundación.

En línea con esta estrategia, con efectos al 1° de abril de 2015, la Emisora adquirió el negocio de Petrobras Argentina en la cuenca Austral, incluyendo una participación del 71% y 50% en las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste, respectivamente, que constituyeron la base de su presencia en la cuenca Austral y aumentaron significativamente el tamaño y la actividad de la Emisora.

Durante el 2016, la Emisora realizó importantes inversiones de capital en infraestructura, adquirida previamente a Petrobras Argentina. La compra e inversión en los activos de la Cuenca Austral de

Petrobras Argentina permitieron aumentar significativamente la producción de petróleo y gas natural, así como las reservas de la Emisora.

El año 2017 fue un año de considerable crecimiento de la actividad de la Emisora, consolidando el programa de desarrollo de las reservas de gas lanzado a fines del año anterior. A partir del éxito de las pruebas piloto para el desarrollo de yacimientos no convencionales sobre el Área “Campo Indio Este-El Cerrito”, la Emisora presentó durante el 2017, ante el ex Ministerio de Minería y Energía una solicitud para aplicar al “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, el cual fue diseñado para el desarrollo del área “Vaca Muerta”, en la Cuenca Neuquina y resultó adjudicataria. El 27 de enero de 2018 se aprobó la inclusión de la Emisora en el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, siendo una de las seis compañías que completaron exitosamente el proceso de solicitud y revisión, transformándose así en el único proyecto fuera de Cuenca Neuquina en ser aceptado bajo este programa, el cual venció en 2021. Ver “—Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas” en este capítulo, y “Antecedentes Financieros - Precios del Gas y Subsidios” en este Prospecto.

Durante el período comprendido entre 2018 y 2020, la Emisora continuó consolidando sus proyectos de producción de gas no convencional. Adicionalmente, tras el vencimiento del “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales”, la Emisora participó de las licitaciones para el suministro de gas convocadas en el marco del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 por medio del cual se creó el Plan GasAr, un nuevo programa de estímulo para la producción de gas natural. El año 2021 fue un año clave en el crecimiento y desarrollo de la actividad y el negocio de la Emisora. Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, del 100% de las acciones de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc., la cual posee a través de su sucursal en Argentina (en adelante “**Sinopec Argentina**” o la “**Subsidiaria**”) participaciones en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge. La adquisición es estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de 4.600 km², representando un aumento de la producción de la emisora de 3.200 me diarios en el caso del petróleo, y 5.400 m³ diarios en el caso del gas. Para más información, ver “*Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición de los activos de Sinopec Argentina*” en este Capítulo.

Descripción del sector en el que se desarrolla su actividad

La Emisora, es una compañía líder de energía que opera en Argentina y que se dedica, por sí y a través de su Subsidiaria, al desarrollo, exploración y producción de gas y petróleo y, en menor medida, de gas licuado de petróleo (“GLP”) (negocio de *upstream*). La Emisora cuenta con un importante portfolio de áreas de exploración o producción en diversas cuencas de Argentina, cuya operación principal se ubica en la provincia de Santa Cruz, en la parte sur del país. Además del negocio de *upstream*, la Emisora cuenta con inversiones en las que tiene el control conjunto o influencia significativa en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina (negocio de *midstream*). En 2021, esta red de gasoductos representó el 40% del mercado del transporte de gas en Argentina y en la actualidad, la extensión total de dichos gasoductos es de aproximadamente 7.300 km con una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³/d.

A diciembre de 2021, la Emisora fue el sexto productor de hidrocarburos en Argentina, en términos de producción en boca de pozo, de acuerdo con información publicada por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG).

Durante 2019, la Emisora aumentó su producción de gas no convencional, como gas de baja permeabilidad (*tight gas*), que ascendió al 61% de la producción total de gas para dicho año. Durante 2020 y 2021, la producción de gas no convencional representó 67% y 74% de la producción total de la Emisora, respectivamente. Mientras que en 2019, el 84% de la producción

de *upstream* de la Emisora consistió en gas natural y el 16% restante de la producción consistió en petróleo crudo, en 2020, el 86% consistió en gas natural y el 14% restante, en petróleo crudo; y en 2021, el 60% consistió en gas natural y el 40% restante consistió en petróleo crudo. Durante 2020, la producción proveniente de reservorios no convencionales ascendió aproximadamente al 67% de la producción total de gas para dicho año, mientras que en 2021 ascendió aproximadamente al 74%. La Emisora considera que su infraestructura instalada y el subdesarrollo de sus yacimientos le permiten modificar esta proporción de la producción de petróleo y gas en respuesta al mercado y otros factores.

En el cuadro a continuación se indican algunos datos operativos y financieros de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020. Asimismo, se incluye información sobre la Emisora de dichos rubros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021 ⁽²⁾⁽⁴⁾	2020 ⁽⁴⁾	2019 ⁽⁵⁾
Datos Financieros			
Ingresos (millones de \$)	72.857,0	47.223,0	42.041,2
EBITDA Ajustado (millones de \$) ⁽¹⁾	34.239,8	28.967,5	25.377,5
Datos Operativos			
Producción de gas promedio (Mm ³ /d) ⁽³⁾	4.771,5	4.960,3	5.413,7
Producción de petróleo crudo promedio (bbl/d)	19.242,9	4.157,8	5.347,1
Producción de GLP promedio (bbl/d)	1.182,3	1.068,2	997,1
Total (boe/d)	50.436,8	36.425,5	40.395,4

⁽¹⁾ El EBITDA Ajustado es una medida no contemplada en las NIIF.

⁽²⁾ Refleja información operativa y financiera de la Subsidiaria consolidada por el período de seis meses comprendido entre el 1º de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021. No se incluye información histórica de la Subsidiaria, ni se refleja información consolidada, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019. Ver “Factores de Riesgo – Riesgo relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – Si bien la adquisición de la Subsidiaria aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de las Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de la Subsidiaria, ni estado de resultados proforma para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021.”

⁽³⁾ En boe/d, la producción de gas de la Emisora ascendió a 30.012 y 31.199, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente y a 34.051 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

⁽⁴⁾ La información financiera correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido obtenida de los Estados Financieros Anuales Auditados.

⁽⁵⁾ La información financiera correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ha sido obtenida de los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, expresados en moneda homogénea a dicha fecha, y no se ha consolidado con la información histórica de la Subsidiaria. Ver “Factores de Riesgo – Riesgo relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – Si bien la adquisición de la Subsidiaria aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de las Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de la Subsidiaria, ni estado de resultados proforma para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021”.

Descripción de las actividades y negocios

Negocio de Producción y Exploración (*Upstream*)

Las actividades de la Emisora y su Subsidiaria se concentran en el negocio de *upstream*, es decir, el desarrollo, exploración y producción de gas y petróleo y, en menor medida, de GLP. A los efectos del presente apartado, todas las referencias a la Emisora deberán entenderse a la Emisora junto a su Subsidiaria. La Emisora, por sí y a través de su Subsidiaria, tiene participaciones en aproximadamente 160 yacimientos de petróleo y gas a lo largo de doce áreas de la cuenca Austral, quince áreas en la cuenca del Golfo San Jorge, cinco áreas de la cuenca Cuyana, un área de la cuenca Noroeste y un área de la cuenca Oriente (en Venezuela). Asimismo, a través de su Subsidiaria, la Emisora tiene una participación del 3,15% en Termap S.A., la empresa operadora de las terminales portuarias de Caleta Olivia (Santa Cruz) y Caleta Córdova (Chubut). Las áreas

de la Emisora en Argentina cubren un total de 7,9 millones de acres brutos y 6,8 millones de acres netos.

Las actividades de producción, exploración y desarrollo son llevadas a cabo mediante concesiones de explotación y permisos de exploración otorgados por el Estado Nacional y los gobiernos provinciales de Argentina. La Emisora y su Subsidiaria llevan a cabo estas actividades por sí o a través de contratos de unión transitoria de empresas (“UTE”), operando todos sus yacimientos de petróleo y gas en la cuenca Austral y en la cuenca del Golfo San Jorge.

En la cuenca Austral, la Emisora tiene 3 permisos de exploración y 26 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2026 y 2058. En enero de 2018, la Emisora extendió su concesión de producción de gas no convencional en el área de Campo Indio Este-El Cerrito, por un plazo adicional de 35 años. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, estas concesiones representaron el 67,2% y el 98,8% de la producción de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representó el 98,4% de la producción de la Emisora.

En la cuenca del Golfo San Jorge, la Emisora (a través de su Subsidiaria) tiene 15 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2035 y 2037. En noviembre de 2021, la provincia de Santa Cruz extendió las concesiones de exploración y explotación en las áreas de “Bloque 127”, “Cañadón León”, “Cañadón Minerales”, “Cañadón Seco”, “Cerro Overo”, “Cerro Wenceslao”, “El Cordón”, “El Huemul-Koluel Kaike”, “Las Heras”, “Meseta Espinosa (CGSJ-10)”, “Meseta Espinosa Norte”, “Meseta Sirven”, “Piedra Clavada”, “Sur Piedra Clavada” y “Tres Picos”, por plazos adicionales de 10 años contados desde el vencimiento de los plazos de la primera prorrogación de las concesiones. Para el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, estas concesiones representaron el 27% de la producción de la Emisora.

Los yacimientos de petróleo y gas de la Emisora en el área de Aguaragüe de la cuenca Noroeste son operados por un tercero conforme a un contrato de UTE. La concesión de explotación en dicha área vence en 2027. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, esta concesión representó el 1% de la producción de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representó el 1% de la producción.

En la cuenca Cuyana, la Emisora, a través de su Subsidiaria, tiene participaciones en 5 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2025 y 2027. La Subsidiaria es titular y operadora en dos de las concesiones, mientras que en las tres áreas restantes la Subsidiaria participa en las concesiones a través de contratos de UTE, en el marco de los cuales la operación de dichas áreas está a cargo de terceros. Para el período de seis meses comprendido entre el 1 de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, la actividad en estas áreas representó el 5% de la producción de la Emisora.

Fuera de Argentina, la Emisora tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Las actividades de producción y desarrollo de la Emisora en Venezuela son llevadas a cabo a través de su afiliada, Petronado, de la que la Emisora es titular de una participación del 26%. La Emisora no tiene requisitos de inversiones de capital ni la intención de dedicarse a la actividad de exploración, no ha recibido dividendos de ni se le ha requerido que aporte fondos a Petronado desde 2008 y no puede garantizar que su inversión en Venezuela genere efectivo o no le demande la realización de pagos durante el plazo de los títulos.


Áreas de producción y exploración de la Emisora

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de las áreas de producción y explotación de la Emisora y su Subsidiaria:



En el cuadro que sigue a continuación se resume cierta información acerca de las áreas de la Emisora y su Subsidiaria:

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Operador	Fecha de Vencimiento de las Concesiones o Permisos ⁽³⁾	Actividad
Argentina					
Austral ⁽⁴⁾	El Cerrito.....	100,00	CGC	2033/2037/2053	Explotación Exploración y explotación
	Dos Hermanos.....	100,00	CGC	2027/2034/2037	Exploración y explotación
	Campo Boleadoras.....	100,00	CGC	2027/2033/2034	Exploración y explotación
	Campo Indio / El Cerrito Este.....	100,00	CGC	2028/2053	Exploración y explotación
	María Inés.....	100,00	CGC	2027/2028	Exploración y explotación
	Cóndor.....	100,00	CGC	2027	Exploración y explotación
	La Maggie.....	100,00	CGC	2026/2027	Exploración


 Adrián Meszaros
 Subdelegado

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Operador	Fecha de Vencimiento de las Concesiones o Permisos ⁽³⁾	Actividad
	Glencross ⁽⁶⁾	87,00	CGC	2033	y explotación Explotación
	Estancia Chiripa ⁽⁶⁾	87,00	CGC	2033	Explotación
	Tapi Aike ⁽⁵⁾	100,00	CGC	2022 ⁽¹⁰⁾	Exploración
	Piedrabuena.....	100,00	CGC	2022 ⁽¹⁰⁾	Exploración
	Paso Fuhr.....	50,00	CGC	2024 ⁽¹¹⁾	Exploración
Golfo San Jorge ⁽⁷⁾	Bloque 127.....	100,00	Subsidiaria	2035	Explotación Exploración y explotación
	Cañadón León.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Cañadón Minerales.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Cañadón Seco.....	100,00	Subsidiaria	2036	Exploración y explotación
	Cerro Overo.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Cerro Wenceslao.....	100,00	Subsidiaria	2036	Exploración y explotación
	El Cordón.....	100,00	Subsidiaria	2036	Exploración y explotación
	El Huemul – Koluel Kaike.....	100,00	Subsidiaria	2037	Exploración y explotación
	Las Heras.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Meseta Espinosa.....	100,00	Subsidiaria	2036	Exploración y explotación
	Meseta Espinosa Norte.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Meseta Sirven.....	100,00	Subsidiaria	2037	Exploración y explotación
	Piedra Clavada.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Operador	Fecha de Vencimiento de las Concesiones o Permisos ⁽³⁾	Actividad
Cuyana	Sur Piedra Clavada.....	100,00	Subsidiaria	2037	Exploración y explotación
	Tres Picos.....	100,00	Subsidiaria	2035	Exploración y explotación
	Cacheuta.....	100,00	Subsidiaria	2025	Exploración y explotación
	Cajón de los Caballos.....	25,00	Roch S.A. (Bloque Occidental) e YPF S.A. (Bloque Oriental)	2025	Exploración y explotación
	La Ventana	30,00	YPF S.A.	2027	Exploración y explotación
	Piedras Coloradas – Estructura Intermedia.....	100,00	Subsidiaria	2026	Exploración y explotación
Noroeste.....	Río Tunuyán.....	30,00	YPF S.A.	2026	Exploración y explotación
	Aguaragüe ⁽⁸⁾	5,00	Tecpetrol S.A.	2027	Explotación y exploración
Venezuela.....	Campo Onado ⁽⁹⁾	26,004	Petronado S.A.	2026	Exploración

(1) La información expuesta en el cuadro excluye: (i) el área El Sauce, en la Cuenca Neuquina, que fue cedida a Energía Compañía Petrolera S.A. (a la fecha de este Prospecto, la cesión no ha sido autorizada por la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén); (ii) el área Angostura, en la cuenca Neuquina, que fue cedida a President Petroleum S.A. (la cesión fue aprobada en noviembre de 2019 mediante Decreto N° 1571 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro, ver “*Políticas de la Emisora – Desinversión en el área Angostura*”, en este Prospecto); (iii) el área Palmar Largo, en la cuenca Noroeste, que por vencimiento del plazo original fue devuelta a la Provincia de Formosa (ver el apartado “*Cuenca Noroeste*” en esta sección); y (iv) el área A-9-96 en Guatemala, cedida a Quattro Exploration & Production en julio de 2012 (a la fecha de este Prospecto, la autorización de la cesión por el Ministerio de Energía y Minería de Guatemala se encuentra pendiente);

(2) De acuerdo con lo que surge de la Nota 1 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el cuadro expone la información por distrito, es decir, por centro de costo u organización contable. Por lo tanto, cada distrito comprende varias áreas / yacimientos.

(3) Se refiere a permisos de exploración y/o a concesiones de explotación. De conformidad con lo detallado en la nota (2) anterior, en cada distrito, la Emisora, su Subsidiaria o sus socios, son titulares de varios permisos o concesiones respecto de distintas áreas / yacimientos y, por tal razón, el cuadro expone los años de vencimiento de las concesiones o permisos comprendidos por cada distrito.

(4) Excluye Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto, y Mata Amarilla que son áreas revertidas.

(5) Con fecha 31 de octubre de 2017, la Emisora suscribió con Echo Energy Plc. dos acuerdos de inversión conjunta para la exploración de cuatro bloques en la cuenca Austral de la provincia de Santa Cruz. El 17 de mayo de 2019, la Emisora y Echo Energy celebraron adendas a los acuerdos de *farm out*. El 15 de julio de 2020 la Emisora suscribió un acuerdo con Echo Energy en virtud del cual esta última cedió a la Emisora su participación en el área Tapí Aike, con la opción de recomprar dicha participación sujeto a ciertas condiciones. Al no haber ejercido dicha opción, Echo Energy salió definitivamente del área Tapí Aike. Para mayor información ver “*—Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios— Área Tapi Aike – Acuerdos con Echo Energy*” en este capítulo.

(6) La Emisora tiene su participación en esta área a través de una UTE con Fomento Minero de Santa Cruz. Estas áreas se encuentran en las fases iniciales del proceso exploratorio, por lo que no registran reservas ni producción.

(7) Con fecha 17 de noviembre de 2021, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz dictó el Decreto N° 1461/2021, el cual ratificó el acuerdo de prórroga celebrado entre la Subsidiaria y el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz, al efecto de

extender el plazo de vigencia de las concesiones de explotación de hidrocarburos ubicadas en la cuenca del Golfo de San Jorge por un plazo adicional de diez años en los términos de lo previsto por el artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (sus modificatorias y complementarias. Como contraprestación, la Subsidiaria: (a) abonó un bono de prórroga de US\$18.440 miles; (b) se comprometió a invertir US\$5.532 miles en inversión social, y hasta US\$3.000 miles en energías renovables; (c) realizó un aporte de equidad social por US\$1.600 miles; (d) abonará una alícuota de regalía general del 16%, un 8% para producción terciaria y 10% para producción no convencional; y (e) asumió otros compromisos de inversión en cada una de las concesiones de explotación con el objetivo de incrementar la producción y las reservas.

(8) La Emisora mantiene su participación a través de una UTE con YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina y Ledesma S.A. Conforme al contrato de UTE, Tecpetrol S.A. es el operador del área.

(9) La Emisora no cuenta con información actualizada acerca de las actividades en el área en Venezuela. Para mayor información, ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las operaciones en Venezuela de la Emisora” en este Prospecto.

(10) Los permisos de exploración de las áreas Tapí Aike y Piedrabuena vencen el 25 de junio de 2022 y 15 de octubre de 2022. Con fecha 4 de abril de 2022, la Emisora presentó una solicitud de acceso al segundo período del plazo básico del permiso de exploración del área Tapí Aike con objetivo no convencional, conforme lo dispuesto en los artículos 20 y 23 de la Ley de Hidrocarburos. De aprobarse dicha solicitud, el referido permiso vencería con fecha 25 de julio de 2026. Respecto al área Piedrabuena, la Emisora se encuentra evaluando el curso de acción respecto al permiso de exploración de dicha área.

(11) A la fecha de este Prospecto, la Emisora presentó una solicitud de extensión por un año adicional por objetivo no convencional conforme lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos. De aprobarse dicha solicitud, el permiso vencería con fecha 16 de enero de 2024.

Producción de petróleo y gas

En el cuadro a continuación se indica la producción diaria promedio neta de petróleo crudo y gas natural de la Emisora en Argentina, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
PRODUCCIÓN⁽¹⁾			
Producción de petróleo crudo (bbl/d)			
Austral	5.262,3	5.144,1	6.260,9
Golfo San Jorge	12.755,9	-	-
Cuyana	2.342,1	-	-
Noroeste	65,6	82,0	66,9
Neuquina ⁽³⁾	-	-	16,4
Total producción de petróleo crudo	20.425,8	5.226,0	6.344,2
Producción de gas natural (Mm ³ /d) ⁽²⁾			
Austral	4553,3	4.901,4	5.324,3
Noroeste	159,8	59,0	65,4
Neuquina	8,2	-	24,0
Golfo San Jorge	50,2	-	-
Cuyana	-	-	-
Total producción de gas natural	4.771,5	4.960,3	5.413,7
Total (boe/d)	50.437,4	36.425,5	40.395,4

(1) Incluye información sobre la producción en las cuencas del Golfo San Jorge y Cuyana a partir de la fecha de la adquisición de la Subsidiaria, es decir, desde el 30 de junio de 2021.

(2) En boe/d, la producción de gas de la Emisora fue de 34.051 en 2019, de 31.199 en 2020, y de 30.012 en 2021.

(3) Tras haber cesado en su participación en el área, la Emisora no registra producción para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020.

En el cuadro a continuación se indica el precio de venta promedio por barril de petróleo y por millones de BTU de gas natural en Argentina para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
PRECIO DE VENTA			
Precio de venta promedio del petróleo (US\$ /bbl)	67,10	33,16	55,22

Precio de venta promedio de gas natural ⁽¹⁾ (US\$ /MMBTU) ⁽²⁾	3,33	2,15	3,08
---	------	------	------

⁽¹⁾ Excluye cualquier ingreso recibido bajo programas de estímulo o subsidio. El precio bruto promedio por millón de BTU de gas natural fue de US\$ 5,34, 4,68 y 4,76 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

⁽²⁾ El precio del gas en US\$ /boe fue de 19,5, 12,6 y 18,1 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

En el cuadro a continuación se indican los costos de producción promedio, incluyendo los costos de extracción, las regalías y el costo de depreciación de los yacimientos de petróleo y gas en Argentina para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de⁽¹⁾⁽²⁾		
	2021	2020	2019
	(en US\$ por barril equivalente de petróleo)⁽³⁾		
Costos de extracción	10,68	7,55	6,51
Regalías ⁽³⁾	4,27	2,34	2,87
Depreciación	7,86	10,44	8,54
Total	22,81	20,33	17,92

⁽¹⁾ Se refleja información consolidada de la Subsidiaria por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y finalizado el 31 de diciembre de 2021. No se incluye información consolidada de la subsidiaria por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2021.

⁽²⁾ Los montos indicados en US\$ han sido convertidos de pesos argentinos al tipo de cambio de \$102,72 por US\$ por referencia al tipo de cambio de tipo vendedor (*divisas*) publicado por Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2021, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 y, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se utilizó el tipo de cambio de tipo vendedor (*divisas*) publicado por Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2020, de \$84,15 por US\$.

⁽³⁾ Incluye los aranceles de los propietarios (servidumbres) y otros aranceles pagaderos a las provincias (incluyendo cánones).

Pozos Productivos

Al 31 de diciembre de 2021, el total de pozos productivos brutos y netos (es decir, los pozos que están produciendo petróleo o gas o que son mecánicamente capaces de producirlo) en Argentina fueron los siguientes:

	Petróleo	Gas Natural	Total
Pozos productivos brutos ⁽¹⁾	1.532	262	1.794
Pozos productivos netos ⁽²⁾	1.388,6	239,4	1.628,04

(1) Número total de pozos en que la Emisora y su Subsidiaria poseen una participación en la explotación.

(2) Representa la participación de la Emisora y su Subsidiaria sobre los pozos productivos brutos.

En el siguiente cuadro se indica el número de pozos que fueron perforados en Argentina y los resultados en los períodos allí indicados. Un pozo de desarrollo es un pozo perforado para producir reservas de petróleo y gas no clasificadas como probadas, para encontrar un nuevo reservorio en un yacimiento determinado previamente como productivo de petróleo y gas en otro reservorio o para ampliar un reservorio conocido. Un pozo exitoso es un pozo exploratorio, de desarrollo o ampliación que no es un pozo seco. Un pozo seco es un pozo exploratorio, de desarrollo o ampliación que resulta incapaz de producir petróleo o gas en cantidades suficientes como para justificar la finalización de un pozo de petróleo o gas.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de⁽¹⁾		
	2021	2020	2019
Pozos exploratorios perforados:			
Pozos exitosos	1,00	1,00	2,00
Pozos secos	2,00	1,00	3,00
Total	3,00	2,00	5,00

Pozos de desarrollo perforados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de⁽¹⁾		
	2021	2020	2019
Pozos exitosos	26,00	12,00	32,00
Pozos secos	1,00	1,00	7,00
Total	27,00	13,00	39,00

⁽¹⁾ Se refleja información consolidada de la Subsidiaria por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y finalizado el 31 de diciembre de 2021. No se incluye información consolidada de la subsidiaria por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2021.

Acres desarrollados y no desarrollados

En el cuadro a continuación se incluye cierta información relativa al total de acres desarrollados y no desarrollados brutos y netos al 31 de diciembre de 2021.

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación %	Año de vencimiento de las concesiones o permisos ⁽³⁾	Área desarrollada		Área no desarrollada		Área total	
				Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina									
Austral	El Cerrito	100,00	2033/2037/2053	14,2	14,2	161,0	161,0	175,2	175,2
	Dos Hermanos	100,00	2027/2034/2037	6,9	6,9	113,4	113,4	120,3	120,3
	Campo Boleadoras	100,00	2027/2033/2034	41,7	41,7	174,3	174,3	216,1	216,1
	Campo Indio Este	100,00	2028/2053	23,5	23,5	25,5	25,5	49,0	49,0
	María Inés	100,00	2027/2028	44,9	44,9	194,7	194,7	239,7	239,7
	Cóndor	100,00	2027	38,9	38,9	961,5	961,5	1.000,4	1.000,4
	La Maggie	100,00	2026/2027	28,9	28,9	1.433,5	1.433,5	1.462,4	1.462,4
	Glencross	87,00	2033	-	-	185,9	161,7	185,9	161,7
	Estancia Chiripa	87,00	2033	-	-	55,3	48,1	55,3	48,1
	Tapi Aike	81,00	N/A	-	-	1.281,6	1.038,1	1.281,6	1.038,1
Piedrabuena	100,00	N/A	-	-	516,0	516,0	516,0	516,0	
Paso Fuhr	50,00	N/A	-	-	1.153,7	576,8	1.153,7	576,8	
Golfo San Jorge	Bloque 127	100,00	2035	2,5	2,5	26,4	26,4	28,9	28,9
	Cañadón León	100,00	2035	3,0	3,0	87,7	87,7	90,7	90,7
	Cañadón Minerales	100,00	2035	22,2	22,2	51,9	51,9	74,1	74,1
	Cañadón Seco	100,00	2036	18,8	18,8	23,0	23,0	41,5	41,5
	Cerro Overo	100,00	2035	0,7	0,7	80,3	80,3	81,1	81,1
	Cerro Wenceslao	100,00	2036	7,7	7,7	80,1	80,1	87,5	87,5
	El Cordón	100,00	2036	17,3	17,3	0,0	0,0	17,3	17,3

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación %	Año de vencimiento de las concesiones o permisos ⁽³⁾	Área desarrollada		Área no desarrollada		Área total	
				Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Cuyana	El Huemul – Koluel	100,00	2037	77,1	77,1	72,2	72,2	149,3	149,3
	Kaike								
	Las Heras	100,00	2035	8,2	8,2	57,6	57,6	65,2	65,2
	Meseta								
	Espinosa	100,00	2036	23,2	23,2	11,4	11,4	34,6	34,6
	Meseta								
	Espinosa	100,00	2035	6,4	6,4	35,3	35,3	42,0	42,0
	Norte								
	Meseta	100,00	2037	0,5	0,5	66,6	66,6	67,2	67,2
	Sirven								
	Piedra Clavada	100,00	2035	7,7	7,7	47,7	47,7	55,4	55,4
	Sur Piedra Clavada	100,00							
	Tres Picos	100,00	2035	2,0	2,0	118,6	118,6	120,6	120,6
Cacheuta	100,00	2025	2,5	2,5	71,4	71,4	78,8	78,8	
Cajón de los Caballos	25,00	2025	3,5	0,9	214,2	53,6	23,2	5,8	
La Ventana	30,00	2027	36,3	10,9	82,3	24,7	118,6	35,6	
Piedras Coloradas									
– Estructura Intermedia	100,00	2026	9,6	9,6	17,1	17,1	26,7	26,7	
Río Tunuyán	30,00	2026	2,0	0,6	3,2	1,0	5,2	1,6	
Noroeste	Aguaragüe	5,00	2027	17,2	0,9	29,2	1,5	46,5	2,3
Venezuela ⁽⁴⁾	Campo Onado.	26,004	2026	6,7	1,7	47,7	12,4	54,4	14,1

(1) La información expuesta en el cuadro excluye: (i) el área El Sauce, en la Cuenca Neuquina, que fue cedida a Energía Compañía Petrolera S.A. (a la fecha de este Prospecto, la cesión no ha sido autorizada por la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén); (ii) el área Angostura, en la cuenca Neuquina, que fue cedida a President Petroleum S.A. (la cesión fue aprobada en noviembre de 2019 mediante Decreto N° 1571 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro, ver “*Políticas de la Emisora – Desinversión en el área Angostura*”, en este Prospecto); (iii) el área Palmar Largo, en la cuenca Noroeste, que por vencimiento del plazo original fue devuelta a la Provincia de Formosa (ver el apartado “*Cuenca Noroeste*” en esta sección); y (iv) el área A-9-96 en Guatemala, cedida a Quattro Exploration & Production en julio de 2012 (a la fecha de este Prospecto, la autorización de la cesión por el Ministerio de Energía y Minería de Guatemala se encuentra pendiente);

(2) De acuerdo con lo que surge de la Nota 1 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el cuadro expone la información por distrito, es decir, por centro de costo u organización contable. Por lo tanto, cada distrito comprende varias áreas / yacimientos.

(3) Se refiere a permisos de exploración y/o a concesiones de explotación. De conformidad con lo detallado en la nota (2) anterior, en cada distrito, la Emisora, su Subsidiaria, o sus socios, son titulares de varios permisos o concesiones respecto de distintas áreas / yacimientos y, por tal razón, el cuadro expone los años de vencimiento de las concesiones o permisos comprendidos por cada distrito.

(4) La Emisora no cuenta con información actualizada acerca de las actividades en el área en Venezuela. Para mayor información, ver “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las operaciones en Venezuela de la Emisora*” en el Prospecto.

Reservas de Petróleo y Gas

Al 31 de diciembre de 2021, las reservas probadas, probables y posibles de la Emisora y su Subsidiaria eran de 193.908,2 Mboe, y consistían en 89.330,7 Mbbls de petróleo y 104.577,5 Mboe de gas natural. De estas reservas, 126.593,7 Mboe son probadas.

Las reservas probadas netas estimadas de la Emisora y su Subsidiaria al 31 de diciembre de 2021 representaban una vida promedio de las reservas de aproximadamente 7,7 años para petróleo y 6,3 años para gas natural, o una vida promedio de las reservas probadas combinada de aproximadamente 6,9 años, mientras que las estimaciones de reservas probadas más probables representaron una vida promedio de 10,5 años para petróleo y 8,2 años para gas, o una vida promedio de las reservas combinadas probadas más probables de 9,1 años.

Este Prospecto incluye estimaciones para las reservas probadas, probables y posibles de la Emisora preparadas de acuerdo con las reglas de estimaciones de reservas de petróleo y gas, definiciones y pautas de PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros) aprobadas por *Society of Petroleum Engineers* (Asociación de Ingenieros en Petróleo) y otras instituciones internacionales.

Al 31 de diciembre de 2021, la cuenca Austral y la cuenca del Golfo San Jorge representaban aproximadamente el 13,9% y el 85,9%, respectivamente, de las reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 77,9% y el 20,9%, respectivamente, de las reservas netas probadas estimadas de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la cuenca Austral representó aproximadamente el 26% de la producción neta de petróleo y el 95% de la producción neta de gas de la Emisora en Argentina. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Austral representó el 67,2% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la cuenca del Golfo San Jorge representó aproximadamente el 62% de la producción neta de petróleo y el 3% de la producción neta de gas de la Emisora en Argentina, a través de su Subsidiaria. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge representó el 27% de su producción neta total de petróleo y gas

Las estimaciones de reservas al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 para las áreas de la Emisora en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana fueron auditadas por *DeGolyer and MacNaughton*. Las estimaciones de reservas de gas y petróleo para las áreas Aguaragüe y Angostura en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas.

Al 31 de diciembre de 2021, las estimaciones de reservas de gas y petróleo para el área de Aguaragüe en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas. Estas áreas representaron el 0,7% del total de las reservas netas probadas, probables y posibles al 31 de diciembre de 2021.

La Emisora presenta anualmente sus estimaciones de reservas ante la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía). Las estimaciones de reservas que se presentan ante dicha Secretaría son consistentes con las estimaciones provistas en este Prospecto para 2021.

En el cuadro a continuación se indican las reservas de petróleo y gas probados, probables y posibles estimados de la Emisora en Argentina al 31 de diciembre de 2021.

	Petróleo⁽¹⁾ (Mbbls)	Gas (Mboe)⁽²⁾	Total (Mboe)
RESERVAS			
Probadas			
Desarrolladas	44.985,0	51.120,4	96.105,5
No desarrolladas	12.127,7	18.360,6	30.487,7
Total	57.112,7	69.481,0	126.593,7
Probables	21.179,0	19.919,8	41.098,9
Posibles	11.038,9	15.176,7	26.215,6
Total	89.330,7	104.577,5	193.908,2

Al 31 de diciembre de 2021, las reservas probadas netas combinadas de petróleo y gas natural de la Emisora en Argentina se estimaban en 126.593,7 Mboe, de las cuales aproximadamente el 75,9% eran reservas probadas desarrolladas y aproximadamente el 24,1% eran reservas probadas no desarrolladas. El petróleo representaba aproximadamente el 45,1% de las reservas probadas netas combinadas de la Emisora en Argentina, mientras que el gas natural representaba el 54,9%.

En el siguiente cuadro se indica el total de las reservas netas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas en Argentina en las fechas indicadas.

	Petróleo (Mbbl)	Gas (en Mboe)	Combinadas (en Mboe)
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	57.112,7	69.481,0	126.593,7
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	44.985,0	51.120,4	96.105,5
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2020 ⁽²⁾	8.038,1	54.355,0	62.393,1
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2020 ⁽²⁾	6.408,9	37.801,3	44.210,2
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2019 ⁽²⁾	8.568	54.415	62.983
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2019 ⁽²⁾	7.010	38.951	45.961

⁽¹⁾Las estimaciones de la Emisora y su Subsidiaria al 31 de diciembre de 2021 para las áreas de las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana en la Argentina fueron auditadas por *DeGolyer and MacNaughton*. Las estimaciones de reservas de gas y petróleo para la cuenca Noroeste en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas.

⁽²⁾Las estimaciones de la Emisora al 31 de diciembre de 2020 y 2019 para las áreas de cuenca Austral en la Argentina fueron auditadas por *DeGolyer and MacNaughton*. Las estimaciones de reservas de gas y petróleo para las áreas Aguaragüe y Angostura en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas. No se incluye información histórica sobre las reservas de la Subsidiaria.

Existe mucha incertidumbre al estimar las cantidades de las reservas probadas y al proyectar los niveles futuros de producción y los tiempos para las inversiones en desarrollo, incluyendo ciertos factores que están más allá del control de la Emisora. Los datos sobre las reservas indicados en este Prospecto representan únicamente estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas de la Emisora y su Subsidiaria. La ingeniería de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de las acumulaciones subterráneas de petróleo y gas natural que no pueden ser medidas en forma precisa.

La precisión de una estimación sobre reservas deriva de los datos disponibles, la ingeniería y la interpretación y determinación geológica de las reservas y la ingeniería de los reservorios. Como resultado de ello, diferentes ingenieros frecuentemente obtienen distintas estimaciones. Estas estimaciones reflejan, además, asunciones de información con respecto a *ratios* de producción futura, tiempos e importes en inversiones de desarrollo precios del petróleo del gas, muchas de las cuales escapan al control de la Emisora y podrán no ser correctas con el transcurso del tiempo.

Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de una estimación pueden justificar la revisión de dicha estimación, de modo que las estimaciones de reservas realizadas en un momento específico son frecuentemente diferentes de las cantidades de petróleo y gas finalmente recuperadas. Asimismo, las estimaciones de ingresos netos futuros realizadas a partir de las reservas probadas de la Emisora y su Subsidiaria y el valor presente de las mismas se basan en presunciones acerca de los niveles de producción futuros, los precios y los costos que pueden no resultar correctas con el paso del tiempo. La utilidad de dichas

estimaciones depende en gran medida de la corrección de las presunciones en las que se basan. Por consiguiente, la Emisora no puede garantizar que se alcanzarán niveles de producción específicos ni los flujos de fondos que se obtendrán de ellos. La cantidad real de las reservas de la Emisora y su Subsidiaria y los flujos de fondos futuros que se obtengan de ellas pueden resultar significativamente diferentes a los indicados en las estimaciones incluidas en este Prospecto. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora” en este Prospecto.

A los efectos de este Prospecto, (i) “reservas probadas” son aquellas cantidades de petróleo y gas respecto de las que, según los análisis de geociencia y los datos de ingeniería, puede estimarse con razonable certeza que son económicamente producibles—a partir de una fecha determinada, de reservorios conocidos, y conforme condiciones económicas, métodos operativos y normas gubernamentales aplicables existentes—antes del vencimiento de los contratos que proveen el derecho a operar, a menos que exista evidencia de que la renovación de los mismos es razonablemente posible, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para las estimaciones, y siempre que el proyecto para extraer los hidrocarburos haya comenzado o el operador tenga la certeza razonable de que comenzará el proyecto dentro de un lapso de tiempo razonable; (ii) “reservas probables” son aquellas reservas adicionales respecto de las que se tiene menos certeza acerca de su recuperación que las reservas probadas, pero que, junto con las reservas probadas, probablemente serán recuperadas y (iii) “reservas posibles” son aquellas reservas adicionales respecto de las que se tiene menos certeza acerca de su recuperación que las reservas probables.

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

De acuerdo a lo que surge del reporte de *DeGolyer and MacNaughton*, al 31 de diciembre de 2021 las estimaciones de reservas de la cuenca Austral, la cuenca del Golfo San Jorge y la cuenca Cuyana sin descontar el consumo interno y sin ajustarlas según su poder calórico, son las siguientes:

	Petróleo ⁽¹⁾ (Mbbls)	Gas (Mboe)	Total (Mboe)
RESERVAS			
Probadas			
Desarrolladas	44.872,1	47.866,1	92.738,2
No desarrolladas	12.108,5	17.349,8	29.458,3
Total	56.980,6	65.215,9	122.196,5
Probables			
Probables	21.149,5	18.853,1	40.002,6
Posibles			
Posibles	11.006,5	14.132,6	25.139,1
Total	89.136,7	98.201,5	187.338,2

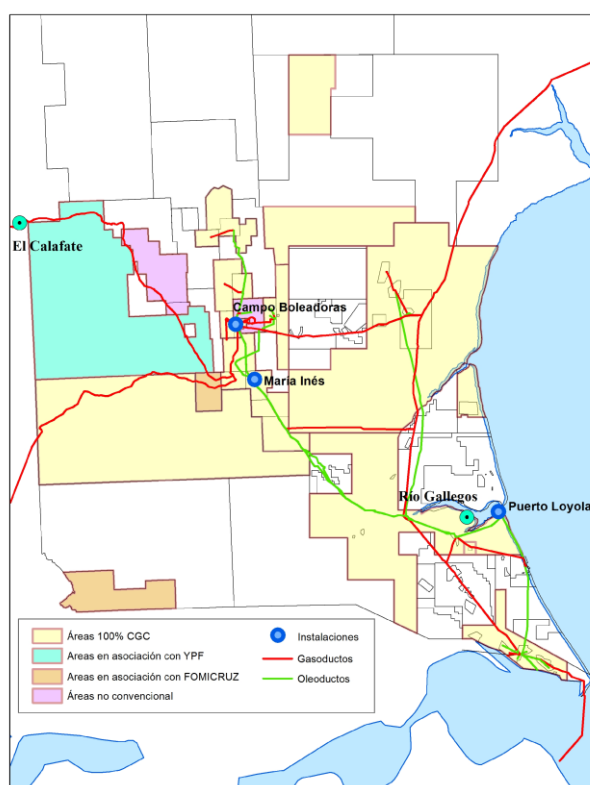
⁽¹⁾ Comprende petróleo crudo, condensado, LPG y gasolina.

Cuenca Austral

La cuenca Austral se encuentra ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre parcialmente las provincias argentinas de Santa Cruz y Tierra del Fuego, el Estrecho de Magallanes y la región sudoeste de Chile. La cuenca Austral tiene una superficie de aproximadamente 230.000 km², el 85% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

El 67,2% de la producción de hidrocarburos y 49% de las reservas netas probadas de la Emisora se encuentra actualmente concentrado en la cuenca Austral. Dentro de la cuenca Austral, la Emisora posee participaciones directas y opera en aproximadamente 160 yacimientos de petróleo y gas en doce áreas. La Emisora exporta casi la totalidad de su producción de crudo proveniente de la cuenca Austral.

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca Austral.



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, la cuenca Austral representó aproximadamente el 25,8% y 98,4%, de la producción neta de petróleo y el 95,4% y 98,8% de la producción neta de gas en Argentina, respectivamente. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Austral representó el 67,2% y 98,8% de su producción neta total de petróleo y gas, respectivamente. Además, al 31 de diciembre de 2021, dicha cuenca representó aproximadamente el 13,9% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 77,9% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 su producción diaria promedio en la cuenca Austral fue de 5.262,3 bbl/d de petróleo y 4.553,3 Mm³/d, o 28.639,4 boe/d, de gas. Durante ese período, su producción de petróleo aumentó un 2,3% comparado con el mismo período de 2020, mientras que su producción de gas, disminuyó en forma comparativa con el mismo período de 2020, un 7,1%. Al 31 de diciembre de 2021, sus reservas probadas estimadas en la cuenca Austral fueron de 7.937,7 Mbbbl de petróleo y 54.155,3 Mboe de gas.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora realizó 28 reparaciones en 27 pozos y perforó 30 pozos de desarrollo, de los cuales 27 fueron exitosos en la cuenca Austral. Dentro de la campaña de perforación de la Emisora, se incluyeron 3 pozos exploratorios, de los cuales uno fue exitoso. Además, durante 2021 la Emisora perforó 9 pozos horizontales, de los cuales fueron exitosos.

Durante 2022 y 2023, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca Austral incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$135 – US\$250 millones, siendo aproximadamente el 81% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas y el 1% a proyectos exploratorios, incluyendo la exploración de gas de baja permeabilidad (*tight gas*) y otros hidrocarburos convencionales.

La Emisora tiene 3 permisos de exploración y 26 concesiones de explotación en la cuenca Austral, que vencen entre 2026 y 2058. En enero de 2018, la Emisora extendió su concesión de producción de hidrocarburos no convencionales en Campo Indio Este-El Cerrito por un plazo adicional de 35 años. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, estas concesiones representaron el 67,2% y 98,8% de su producción en punto de venta. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, estas concesiones representaron el 98,4% de la producción de la Emisora.

Cuenca del Golfo San Jorge

En junio de 2021, tras la adquisición de su Subsidiaria, la Emisora incorporó a su negocio importantes áreas de exploración y explotación en la cuenca del Golfo San Jorge

La cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre la zona norte de la Provincia de Santa Cruz y la zona sur de la Provincia de Chubut. La cuenca del Golfo San Jorge tiene una superficie de aproximadamente 70.022 km², el 100% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

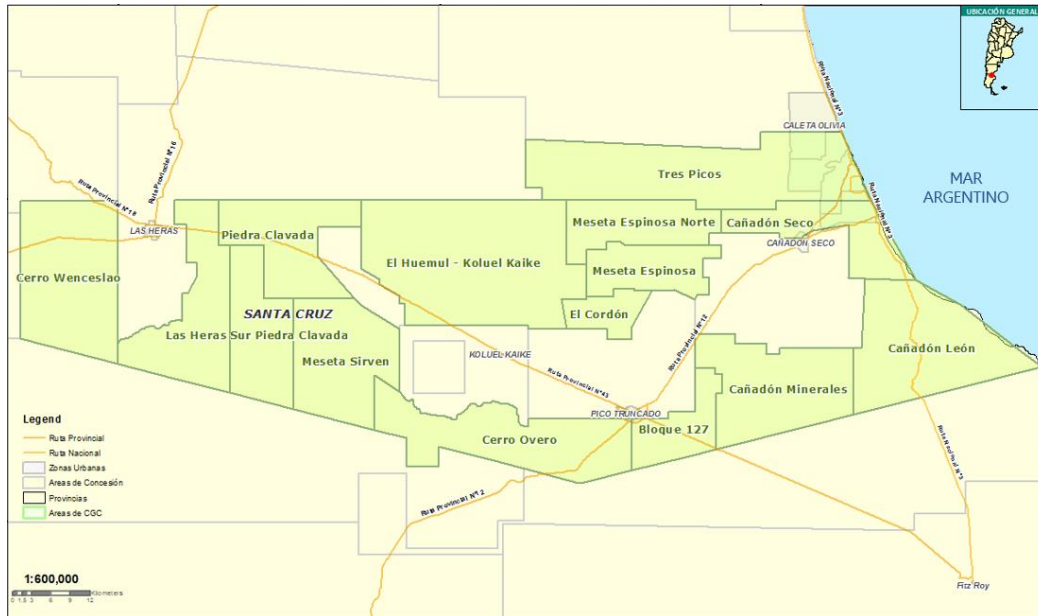
Durante el segundo semestre del año 2021, la Emisora trabajó fundamentalmente en el plan estratégico para relanzar la actividad en 2022, luego de más de 5 años con un bajo nivel de inversiones en *upstream* en la cuenca. Este plan tuvo dos focos, el primero fue la elaboración y presentación de un plan a la Provincia de Santa Cruz para el otorgamiento de la extensión de contratos de explotación de las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge. El 17 de noviembre de 2021, la Emisora llegó a un acuerdo con el Instituto de Energía de la provincia de Santa Cruz para extender el plazo de vigencia de las concesiones de su Subsidiaria por diez años adicionales a los vencimientos de las mismas que operaban originalmente entre los años 2025 y 2027. Como parte del acuerdo se realizó un inventario y se clasificó según el grado de afectación a la totalidad de las piletas ubicadas dentro de las áreas de las concesiones renovadas, independientemente de si la Subsidiaria era o no responsable por ellas. En dicho sentido, la Subsidiaria se comprometió a la remediación y tratamiento exclusivamente de aquellas piletas categorizadas como de media o alta. El 22 de diciembre de 2021, la Legislatura de Santa Cruz sancionó la Ley N° 3771 que ratificó el acuerdo. Dicha ley fue promulgada mediante el Decreto N° 1645/21 del Poder Ejecutivo de la provincia. De esta forma, la Emisora (a través de su Subsidiaria) tiene actualmente 15 concesiones de explotación en la cuenca del Golfo San Jorge, que vencen entre 2035 y 2037. La actividad comprometida se iniciará en 2022.

El segundo foco se centró en formular y planificar el año 2022 en donde se comenzará la inversión en perforación, terminación y reparación de pozos de desarrollo y exploratorios. A su

vez, se planea expandir los desarrollos de recuperación secundaria, activar nuevos proyectos, así como también iniciar pilotos de recuperación terciaria.

El 27,3% de la producción de hidrocarburos y 47% de las reservas netas probadas de la Emisora se encuentra actualmente concentrado en la cuenca del Golfo San Jorge. Dentro de la cuenca del Golfo San Jorge la Emisora, a través de su Subsidiaria, posee participaciones directas en 15 áreas y opera en aproximadamente 15 yacimientos de petróleo y gas. La Emisora comercializa en el mercado local el crudo proveniente de la cuenca del Golfo San Jorge.

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge.



El mapa que sigue a continuación refleja la ubicación de las áreas de las concesiones en la provincia de Santa Cruz:



Durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, la cuenca del Golfo San Jorge representó aproximadamente el 62,4%, de la producción neta de petróleo y el 3,3% de su producción neta de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge representó el 27,3% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, al 31 de diciembre de 2021, dicha cuenca representó aproximadamente el 79,9% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 20,8% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, su producción diaria promedio en la cuenca del Golfo San Jorge fue de 12.755,9 bbl/d de petróleo y 159,8 Mm³/d, o 1.005,1 boe/d, de gas. Al 31 de diciembre de 2021, sus reservas probadas estimadas en la cuenca del Golfo San Jorge fueron de 45.648 Mbbbl de petróleo y 14.424,4 Mboe de gas.

Asimismo, durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, la Emisora se enfocó en la reparación de los pozos existentes de la Subsidiaria, en lugar de realizar nuevas perforaciones. En dicho sentido, se realizaron 332 reparaciones en 283 pozos.

Durante 2022 y 2023, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$120 – US\$220 millones, siendo aproximadamente el 87% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas.

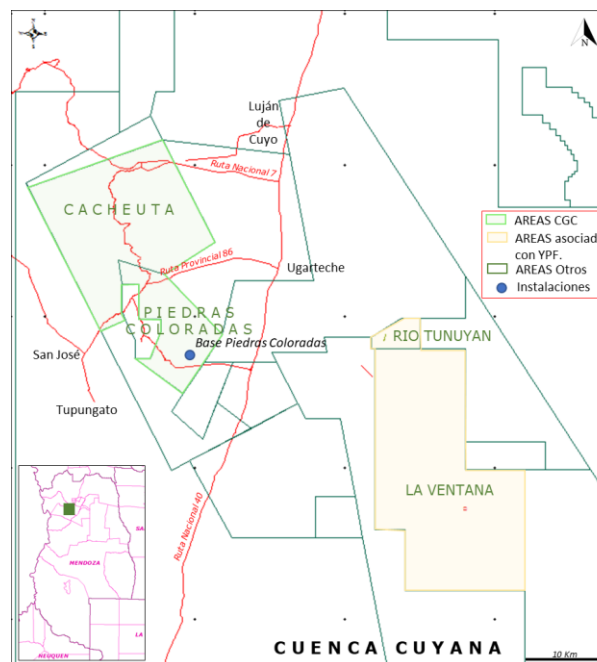
Cuenca Cuyana

En junio de 2021, tras la adquisición de su Subsidiaria, la Emisora incorporó a su negocio cinco áreas de exploración y explotación en la cuenca Cuyana, que cubren una superficie total de aproximadamente 1.022 km². La Subsidiaria es titular y operadora en dos de las concesiones, mientras que en las tres áreas restantes la Subsidiaria participa en las concesiones a través de contratos de UTE, en el marco de los cuales la operación de dichas áreas está a cargo de terceros.

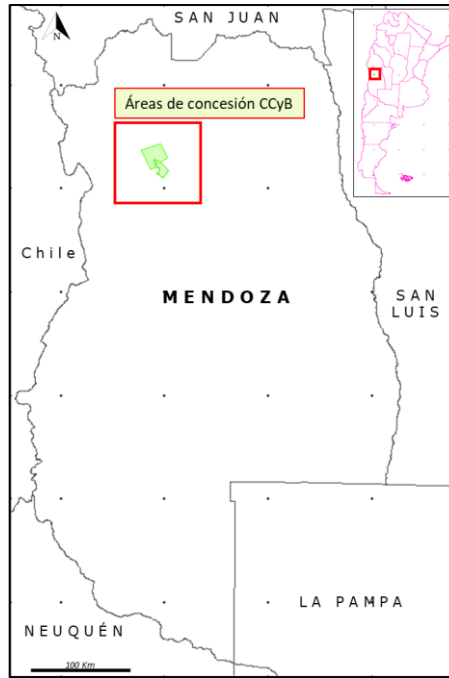
Durante el segundo semestre del año 2021, la Emisora trabajó fundamentalmente en el plan estratégico para relanzar la actividad en 2022, luego de más de 5 años con un bajo nivel de inversiones en *upstream* en la cuenca. El plan de la Emisora para la cuenca Cuyana para el año 2022 implica, en aquellas áreas en las que es operadora, comenzar con la inversión en perforación, terminación y reparación de pozos de desarrollo y exploratorios. A su vez se planea expandir los desarrollos de recuperación secundaria, activar nuevos proyectos, así como también iniciar pilotos de recuperación terciaria.

Dentro de la cuenca Cuyana la Emisora, a través de su Subsidiaria, posee participaciones directas y opera en aproximadamente 2 yacimientos de petróleo y gas en 5 áreas. Asimismo, la Emisora, a través de su Subsidiarias, tiene participaciones en las áreas La Ventana y Río Tunuyán, operadas por YPF S.A., y en el área Cajón de los Caballos, subdividida a efectos operativos en dos bloques: Occidental (operada por Roch S.A.) y Oriental (operada por YPF S.A.).

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca Cuyana.



El mapa que sigue a continuación refleja la ubicación de las áreas de las concesiones en la provincia de Mendoza:



Durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, la cuenca Cuyana representó aproximadamente el 11,5%, de la producción neta de petróleo y el 0,2% de su producción neta de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Cuyana representó el 5% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, al 31 de diciembre de 2021, dicha cuenca representó aproximadamente el 5,9% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 0,2% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, su producción diaria promedio en la cuenca Cuyana fue de 2.342,1 bbl/d de petróleo y 8,2 Mm³/d, o 51,3 boe/d, de gas. Al 31 de diciembre de 2021, sus reservas probadas estimadas en la cuenca Cuyana fueron de 3.395,2 Mbbl de petróleo y 116,4 Mboe de gas.

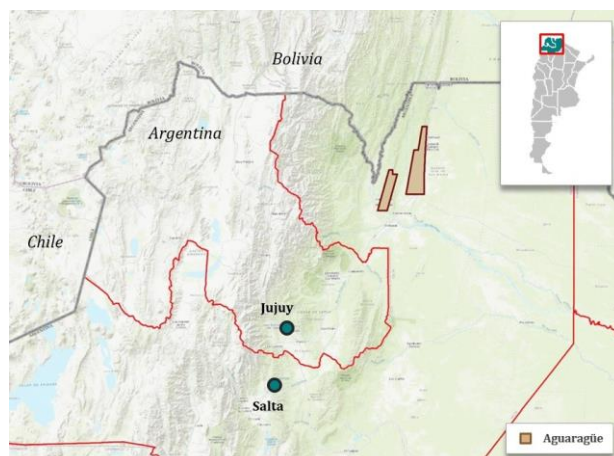
Asimismo, durante el segundo semestre de 2021, a partir de la incorporación del negocio de la Subsidiaria en fecha 30 de junio de 2021, la Emisora se enfocó en la reparación de los pozos existentes de la Subsidiaria. En dicho sentido, se realizaron 35 reparaciones en 31 pozos.

Durante 2022 y 2023, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca Cuyana incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$5 – US\$10 millones, siendo aproximadamente el 99% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas.

Cuenca Noroeste

La Emisora posee una participación en el área Aguaragüe en la cuenca Noroeste, que cubre una superficie total de aproximadamente 4.031 km². Los socios de la Emisora en la UTE que explota el área cuentan con información 3D para el 7% de la superficie de Aguaragüe.

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación geográfica del área Aguaragüe:



La Emisora es titular de una participación del 5,0% en el área Aguaraquí a través de una UTE con YPF, Tecpetrol, Petrobras Argentina y Ledesma S.A. Conforme al contrato de UTE, Tecpetrol lleva adelante las operaciones en el área.

La concesión de explotación relativa al área de Aguaraquí es de titularidad de YPF, y vence en 2027. Bajo esta concesión de explotación, la Emisora abona actualmente a la Provincia de Salta una regalía del 12% sobre el precio del petróleo y del gas a boca de pozo. Dicha regalía puede incrementarse en un 3% en cada oportunidad en que se otorgue una prórroga de la concesión, hasta un máximo del 18%. Ver “*Antecedentes Financieros - Regalías*” en este Prospecto.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tenía 29 pozos productivos en su área de la cuenca Noroeste. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la producción diaria promedio bruta de la Emisora en esta área era de 65,6 bbl/d de petróleo y 50,2 Mm³/d, o 315,7 boe/d, de gas.

Al 31 de diciembre de 2021, las reservas probadas netas estimadas de la Emisora en su área de la cuenca Noroeste eran de 132,1 Mbbl de petróleo y 785,0 Mboe de gas, respectivamente.

Asimismo, la Emisora era titular de una participación del 17,85% en el área Palmar Largo a través de una UTE con YPF, High Luck Group Ltd. y Madalena Energy Argentina S.R.L. Sin embargo, en noviembre de 2018 venció el plazo de la concesión del área Palmar Largo y mediante la emisión del Decreto N° 301/18, la Provincia de Formosa: (i) declaró extinguida, por vencimiento del plazo, la concesión asignada a YPF S.A. en relación al área Palmar Largo; (ii) dispuso la reversión a la Provincia de Formosa; y (iii) se asignó a Recursos y Energía Formosa S.A. la titularidad de la concesión de explotación del área. Asimismo, mediante la Resolución Provincial N° 7.298/18 de fecha 16 de noviembre de 2018, el Ministerio de Economía, Hacienda y Finanzas de la Provincia de Formosa rechazó la solicitud de prórroga presentada y el 1 de diciembre de 2018 y se llevó a cabo el traspaso y toma de posesión del área Palmar Largo por parte de la Provincia de Formosa.

La infraestructura de la UTE de la Emisora en su área de la cuenca Noroeste incluye plantas de tratamiento de petróleo y gas natural, sistemas de recolección, baterías para la recolección de fluidos en cada yacimiento, gasoductos de interconexión para transportar la producción para su tratamiento, e instalaciones de almacenamiento y entrega ubicadas en la cuenca Noroeste.

Venezuela — Campo Onado

Fuera de Argentina, la Emisora tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Campo Onado tiene una superficie de aproximadamente 22 km² y está ubicada 60 km al sudoeste de la ciudad de Maturín en la provincia de Monagas, Venezuela. La

Emisora tiene una participación en Campo Onado, a través de una participación del 26% en su subsidiaria Petronado. La concesión de Petronado para esta área vence en 2026. Los demás accionistas de Petronado son CVP, PDVSA Social, Petroamazonas, y Korea National Oil Corporation, con tenencias del 56%, 4%, 8,4% y 5,6%, respectivamente. Desde el 31 de diciembre de 2008, Petronado no ha confeccionado estados financieros ni declarado ni distribuido dividendos. Tampoco se le ha requerido a la Emisora que aporte fondos a Petronado desde 2008. Con relación a los riesgos relacionados con la participación de la Emisora en Campo Onado, ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las operaciones de la Emisora en Venezuela*”. La Emisora no puede garantizar que sus inversiones en Venezuela generarán fondos o que no le exigirán la realización de pagos.

Principales Instalaciones de la Emisora

Cuenca Austral

La Emisora posee una cantidad significativa de instalaciones en la cuenca Austral, incluyendo plantas de tratamiento de petróleo y gas natural, sistemas de recolección, baterías para recolectar fluidos en cada yacimiento, gasoductos de interconexión para transportar la producción para su tratamiento, e instalaciones de almacenamiento y entrega ubicadas cerca del puerto marítimo de Punta Loyola, que le permiten acceder fácilmente al mercado del petróleo.

La producción de petróleo de la Emisora es usualmente transportada por oleoductos o camiones desde las instalaciones de Punta Loyola, donde luego es transportado en tanques de petróleo a las refinерías. La producción de gas es usualmente inyectada a los gasoductos troncales San Martín y SM – El Calafate a los clientes.

El 19 de febrero de 2020, la Emisora inauguró el campo de almacenamiento subterráneo de gas natural “Sur Río Chico”, la segunda de las instalaciones de estas características en Argentina, que permitirá a la Emisora inyectar aproximadamente 1.000 Mm³/d de gas natural durante la temporada de verano y extraer aproximadamente 2.000 Mm³/d durante la temporada de invierno.

Las inversiones correspondientes a la Etapa Piloto del proyecto, que incluyen la construcción de una planta de compresión y deshidratación de gas, la perforación de un pozo y reparaciones en pozos existentes, ascienden a aproximadamente a US\$ 11 millones. El volumen de gas inyectado como parte del gas colchón (gas necesario para dar una presión mínima al reservorio) es de 22,5 MMm³. Durante 2021 no se inyectó gas.

Con fecha 8 de mayo de 2020 la Provincia de Santa Cruz emitió el Decreto Provincial N° 498 que formaliza el otorgamiento de la Concesión “Santa Cruz II-Fracción ASGN” destinada a almacenamiento de gas, el cual fue ratificado en diciembre 2020 a través de la Ley Provincial 3.716 de la Provincia de Santa Cruz.

La Emisora considera la posibilidad de celebrar contratos de servicios con algunos de los otros operadores y empresas de exploración y producción en la cuenca Austral. La Emisora considera que su infraestructura de servicios seguirá siendo adecuada para atender sus necesidades de producción y de transporte.

Negocio de Transporte (*Midstream*)

Además del negocio de *upstream*, la Emisora tiene participaciones en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina. Las mismas consisten en participaciones en los sistemas de gasoductos de Transportadora de Gas del Norte (TGN), Gasoducto GasAndes (GasAndes) y Transportadora de Gas del Mercosur (TGM). TGN es uno de los principales operadores de gasoductos en Argentina y América Latina, con más de 30 años de experiencia operativa.

El sistema de gasoductos de TGN – el segundo sistema de gasoductos de gas natural en Argentina en términos de capacidad, de acuerdo con el ENARGAS – representa el 40% del total



del transporte de gas natural en Argentina. El sistema de gasoductos está ubicado en la parte norte y central del país y tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60MMm³/d. Además, TGN posee y opera 20 plantas de compresión y opera y mantiene aproximadamente 2.300 km de gasoductos de terceros.

El gasoducto GasAndes, que conecta la parte central de Argentina con la parte central de Chile, tiene una extensión de aproximadamente 533 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 10,8 MMm³/d. El gasoducto TGM, que conecta el norte de Argentina con el sur de Brasil, tiene una extensión de aproximadamente 437 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 15,0 MMm³/d; no obstante, el gasoducto TGM no opera desde 2008 debido a las restricciones a la exportación de gas en Argentina.

El transporte de gas natural es regulado por el Estado Nacional. El Estado Nacional ha otorgado a las empresas de transporte de gas concesiones exclusivas hasta 2027, que son renovables por un período adicional de 10 años. El Estado Nacional también fija los precios del transporte de gas natural.

El descontento social derivado de las severas fluctuaciones en el tipo de cambio y los altos índices de inflación generó que la administración actual, mediante la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (la “**Ley de Solidaridad**”), declarara la emergencia energética y tarifaria. Dicha ley estableció la suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas por un plazo de 180 días, que fue sucesivamente prorrogada hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral (conforme dicho término se define más adelante) para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. Asimismo, el decreto preveía que los distribuidores de gas y energía (entre otros servicios provistos) no podrían cortar los suministros de gas o energía eléctrica a los usuarios que registren deudas con los distribuidores.

Con fecha 17 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral de las tarifas aplicables en el sector energético (la “**Nueva Revisión Tarifaria Integral**”). El proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional. El 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario. Con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a los distribuidores de energía eléctrica Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A. en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto

público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 el ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, producto de un acuerdo transitorio celebrado en fecha 18 de febrero de 2022 entre el Ministerio de Economía, TGN y el ENARGAS.

Para mayor información ver “*Actividades de Transporte de Gas – TGN*” en este Capítulo y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las inversiones de la Emisora en la industria de transporte de gas – Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han experimentado pérdidas significativas en el pasado y pueden continuar teniendo pérdidas en el futuro*” en este Prospecto.

Actividades de Transporte de Gas

Panorama General

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene en forma indirecta una participación del 28,23% en Transportadora Gas de Norte S.A. (“**TGN**”), una participación del 39,99% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 15,78% en Transportadora Gas del Mercosur S.A. (“**TGM**”) Para mayor información sobre las participaciones de la Emisora en TGN y TGM, ver el apartado “*–Acuerdo con RPM*” en esta Sección. Si bien la intención de la Emisora es centrarse en las actividades de *upstream*, la Emisora planea mantener sus participaciones existentes en el negocio de *midstream*, ya que considera que las mismas constituyen una inversión estable y predecible que equilibra su negocio de *upstream*, que es inherentemente más volátil.

En el mapa a continuación se indica la ubicación geográfica de los gasoductos en que la Emisora tiene participación.



TGN

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación indirecta del 28,23% en TGN a través de su inversión en Gasinvest S.A. (“**Gasinvest**”), en la que tiene una participación directa del 50%. El otro accionista de Gasinvest es Tecpetrol International S.L.U. (50%). Gasinvest es el accionista controlante de TGN, que a la fecha de este Prospecto tiene aproximadamente el 56,35% del capital social de dicha compañía. Southern Cone Energy Holding Company Inc. es el segundo mayor accionista con el 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público y menos del 1 % se encuentra en poder de cinco accionistas diferentes. Asimismo, la Emisora es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0565% en TGN. Para mayor información sobre las participaciones de la Emisora en TGN y Gasinvest, ver el apartado “-Acuerdo con RPM” en esta Sección.

TGN es una de las dos principales compañías de transporte de gas natural que operan en Argentina, distribuyendo gas natural en las regiones norte y centro de Argentina. La red de gasoductos de TGN está compuesta por los gasoductos Norte y Centro-Oeste y tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³/d.

La extensión total del gasoducto Norte es de 4.550 km, incluyendo gasoductos troncales y *loops*, con 12 estaciones de compresión con un total de 204.620 hp de capacidad de compresión instalada. La capacidad total de transporte del gasoducto Norte al 31 de diciembre de 2021 era de 28 MMm³/d. El diámetro de la línea principal es de 24 pulgadas.

La extensión total del gasoducto Centro-Oeste es de 2.256 km, incluyendo ramales y *loops*, con 8 estaciones de compresión con un total de 171.000 hp de capacidad de compresión instalada. El diámetro de la línea principal es de 30 pulgadas en la mayor parte de su extensión. La capacidad de transporte del gasoducto Centro-Oeste al 31 diciembre de 2021 era de 32 MMm³/d.

La licencia de operación de TGN vence en 2027 y es prorrogable por un período de 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, TGN registró una pérdida neta de \$9.274,1 millones. Los activos de TGN ascienden a \$ 91.620,0 millones y el patrimonio a \$ 69.168,5 millones. Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 32,7 MMm³ en el gasoducto Centro-Oeste y 24,0 MMm³ en el gasoducto Norte.

Al 31 de diciembre de 2021, TGN tenía contratos de transporte de gas por un total de 25.351 MMm³, de los cuales 12.701 MMm³ correspondían a contratos en firme y 12.650 MMm³ a contratos interrumpibles.

Durante 2019, TGN resultó adjudicataria de una licitación efectuada por Integración Energética Argentina S.A. (“IEASA”) para el servicio de operación y mantenimiento del Gasoducto del Noreste Argentino. En este sentido, a partir del mes de septiembre de 2019, TGN inició la prestación de dicho servicio que comprende 1.719 km de gasoductos, 73 estaciones de medición y regulación, cuatro secciones y una dotación de 15 personas aproximadamente. Con la incorporación de este contrato de servicios, TGN se constituyó en la mayor operadora de gasoductos de Sudamérica.

Conforme a un contrato de asistencia técnica celebrado por la Emisora y TGN en julio de 2000, la Emisora asistía a TGN en la operación del sistema de gasoductos de TGN. El plazo de dicho contrato expiró el 31 de diciembre de 2017 y no fue renovado.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 el ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, producto de un acuerdo transitorio celebrado en fecha 18 de febrero de 2022 entre el Ministerio de Economía, TGN y el ENARGAS (“**el Acuerdo Transitorio 2022**”). El Acuerdo Transitorio 2022, que mantendrá vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que TGN deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de TGN) excepto autorización previa del ENARGAS, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante Gasinvest se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/22 y mediante la Resolución N° 59/22 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, TGN registró una pérdida neta de \$9.274,1 millones. Los activos de TGN ascienden a \$ 91.620,0 millones y el patrimonio a \$ 69.168,5 millones.

Acuerdo con RPM

La Emisora y Tecpetrol Internacional S.L.U. obtuvieron un laudo arbitral favorable contra Argentinean Pipeline Holding Company, subsidiaria de Petronas Group, que transfirió a RPM Gas S.A. acciones equivalentes al 18,28% del capital social con derecho a voto de TGN. Dicha transferencia se efectuó sin cumplir con los términos del derecho de opción de compra que tenían la Emisora y Tecpetrol conforme al acuerdo de accionistas de Gasinvest. Como resultado de ello, la Emisora y Tecpetrol iniciaron una demanda contra RPM Gas S.A. conforme a la que se registró una “*anotación de litis*” en el libro de registro de accionistas de Gasinvest S.A. El 29 de octubre del 2019 se llegó a un acuerdo transaccional con RPM Gas S.A. en el que se dispuso su salida, quedando así el capital accionario de Gasinvest S.A. repartido por mitades entre la Emisora y Tecpetrol Internacional S.L. Adicionalmente, se acordó lo siguiente: (i) la registración en partes iguales en favor de la Emisora y Tecpetrol de los derechos y obligaciones derivados del contrato de asistencia técnica con TGN que oportunamente le correspondían a Argentinean Pipeline Holding Company S.A.; (ii) la transferencia en favor de RPM Gas S.A. de la suma de US\$ 8.300.000, correspondientes a las sumas embargadas en Gasinvest y a las consignadas de TGN en concepto de pagos a Argentinean Pipeline Holding Company S.A. en el marco del contrato de asistencia técnica; (iii) la transferencia en favor de la Emisora y Tecpetrol, en partes iguales, del saldo de las sumas consignadas por TGN bajo el Contrato de Asistencia Técnica, deducido el importe correspondiente a RPM Gas S.A. indicado en el punto anterior; y (iv) la registración de ciertas sumas consignadas por TGM bajo ciertos contratos de préstamo en la siguiente proporción: 66,7% a favor de Tecpetrol y en un 33,3% a favor de la Emisora.

GasAndes

La Emisora posee una participación directa del 39,99% tanto en Gasoducto GasAndes Argentina S.A. (“**GasAndes Argentina**”) como en Gasoducto GasAndes Chile S.A. (“**GasAndes Chile**”). GasAndes Argentina opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que GasAndes Chile opera la sección chilena de dicho gasoducto. El principal accionista de GasAndes Argentina y GasAndes Chile es Aprovisionadora Global de Energía S.A., que posee una participación del 47,10% en cada entidad. AES Gener S.A. es el segundo mayor accionistas con el 13,0% en GasAndes Argentina y GasAndes Chile.

El gasoducto une el área de La Mora (Provincia de Mendoza, Argentina) con la ciudad de Santiago de Chile (Chile) y tiene una extensión de aproximadamente 533 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 10,8 M³/d. La licencia de operación de GasAndes Argentina vence en 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. La licencia de operación de GasAndes Chile es por tiempo indeterminado, sujeto a revisión y aprobación por el gobierno chileno. Debido al incremento de la producción de gas natural en Argentina durante 2017 y 2018, fue necesaria la eliminación de las restricciones a la exportación vigentes hasta ese momento, de manera que el excedente de gas local pudiera ser comercializado en mercados de exportación durante los meses cálidos. Con la entrada en vigencia de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), que autorizó la exportación de gas natural, la Emisora volvió a transportar gas con destino de exportación a Chile el 30 de octubre de 2018, iniciando la operación con un volumen promedio inicial de 830,5 M³ por día durante dicho mes.

De acuerdo con contratos de asistencia técnica celebrados entre GasAndes Argentina y la Emisora en septiembre de 2014, y entre GasAndes Chile y Andes Operaciones y Servicios S.A. en agosto de 2014, la Emisora opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que el sector chileno es operado por Andes Operaciones y Servicios S.A.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile distribuyeron dividendos en efectivo, en función a sus resultados 2020, de acuerdo a lo decidido en las Asambleas de Accionistas celebradas en 2021 por \$ 324,0 millones en el caso de Gas Andes Argentina y US\$ 3,5 millones en el caso de Gas Andes Chile.

Al cierre del ejercicio 2021, los activos de GasAndes Argentina totalizaban \$ 3.811,7 millones y el patrimonio ascendía a \$ 3.696,6 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se registró una ganancia neta de \$ 899,6 millones, que resultó en una ganancia de \$ 359,8 millones para la Emisora.

En el caso de Gas Andes Chile los activos totalizaron US\$ 37,1 millones y el patrimonio ascendió a US\$ 23,0 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se registró una ganancia neta de US\$ 4,9 millones, que resultó en una ganancia de \$ 193,0 millones para la Emisora.

TGM

La Emisora posee una participación directa del 15,78% en TGM. Los otros principales accionistas son Total Gas y Electricidad Argentina S.A. con un 32,69%, Tecpetrol S.A. con un 21,79%, Operating S.A. con un 20,00%. Respecto de la participación que era titularidad de RPM Gas S.A. Ver “*Información de la Emisora – Actividades de Transporte de Gas – TGN – Acuerdo con RPM*” en este Prospecto. TGM opera el gasoducto que transporta gas natural desde Aldea Brasileira, en la provincia de Entre Ríos en Argentina a Uruguayana, en el estado de Río Grande do Sul en Brasil. El gasoducto tiene una extensión de aproximadamente 437 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 15,0 MMm³/d. La licencia de operación de TGM vence el 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. Como resultado de las restricciones a la exportación de gas natural establecidas por el Estado Nacional en 2004, TGM no ha transportado gas natural desde 2008.

El 29 de diciembre de 2017, TGM celebró un contrato de transporte de gas interrumpible para la exportación de gas natural, que permitirá el transporte de hasta 2,8 MMm³/d de gas desde Aldea Brasileira hasta Paso de los Libres. El contrato estará en vigencia hasta el 28 de diciembre de 2027.

La participación de la Emisora en los activos de TGM al 31 de diciembre de 2021, totalizaron \$184,8 millones y en el patrimonio \$ 123,0 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora registró una ganancia neta por su participación en TGM de \$ 32,5 millones.

Arbitraje con YPF – Acuerdo Transaccional

El único cliente de TGM es YPF. Debido a las restricciones a la exportación de gas natural establecidas en 2008 por el Estado Nacional, se suscitaban ciertos litigios entre las partes. El 29 de diciembre de 2008, TGM presentó un reclamo contra YPF ante el Tribunal de Arbitraje Internacional de la Cámara de Comercio Internacional a fin de obtener el pago de US\$ 383,8 millones por servicios de transporte provistos y daños y perjuicios resultantes de la violación del contrato de abastecimiento de gas natural entre YPF y TGM. En 2011, el tribunal arbitral dividió el proceso en dos etapas: (i) una etapa en la que se determinará la responsabilidad de las partes bajo el contrato de abastecimiento de gas natural entre YPF y TGM; y (ii) otra etapa en la que se evaluarían los daños específicos que se pudieron haber ocasionado y el monto de las indemnizaciones (a la fecha de este Prospecto, aún no ha concluido esta etapa del proceso).

En 2013, el tribunal arbitral emitió el laudo respecto de la primera etapa del proceso, considerando a YPF responsable por el incumplimiento del contrato de abastecimiento de gas natural y condenándola a pagar: (i) todos los importes adeudados bajo el contrato de abastecimiento de gas natural; y (ii) una indemnización en compensación por los daños ocasionados con motivo del incumplimiento del contrato.

En 2014, el laudo arbitral fue apelado por YPF y, en 2015, la Sala IV de la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal declaró la nulidad de dicho laudo. La decisión fue cuestionada por TGM en 2016, ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

El 26 de abril de 2016, el tribunal arbitral se expidió respecto de los daños e indemnizaciones y ordenó a YPF pagar a TGM US\$319 millones en concepto de daños y perjuicios e indemnización.

El 20 de diciembre de 2017, TGM celebró un acuerdo transaccional con YPF resolviendo el litigio entre ambas partes. Conforme a este acuerdo, YPF acordó pagar a TGM en concepto de indemnización la suma de US\$107 millones en enero de 2018, más la suma de US\$7 millones en siete cuotas anuales y consecutivas, pagaderas entre febrero de 2018 y febrero de 2024.

A partir del acuerdo transaccional arriba mencionado, así como con el nuevo contrato de transporte de gas interrumpible, TGM logró recomponer su patrimonio neto y su reserva legal, así como cancelar sus deudas operativas. En atención a ello, es razonable esperar que TGM pueda continuar brindando el servicio e forma segura, y hacer frente a sus costos operativos, sin necesidad de financiamiento de ningún tipo.

Acuerdo con RPM

Ver “TGN – Acuerdo con RPM” en esta sección.

Tarifas

Con el objetivo de alentar a las compañías a invertir y mejorar los servicios que ofrecen y permitir al Gobierno Nacional asistir a aquellos que lo necesitan, la administración anterior actualizó las tarifas de servicios electricidad, transporte, gas y agua. Cada uno de los aumentos de tarifas anunciados incluía una “tarifa social”, que estaba destinada a proteger a los grupos más vulnerables, incluyendo los beneficiarios de programas sociales, los jubilados y pensionados que perciban hasta dos salarios mínimos, vitales y móviles, las personas con discapacidad, las personas inscriptas en el Monotributo Social, los empleados del servicio doméstico y las personas que reciban seguro de desempleo. Posteriormente se introdujeron modificaciones a estos aumentos tarifarios, incluyendo un descuento del 20% sobre el precio de distribución regular a 400 empresas con alto consumo de energía que compran electricidad directamente a los distribuidores.

En 2016, la administración anterior dispuso un aumento de tarifas para el gas natural a nivel nacional, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral. Dicho aumento fue objeto de cuestionamientos judiciales, que concluyeron con el fallo de la Corte Suprema de fecha 18 de agosto de 2016, en virtud del cual se llevó a cabo una audiencia pública no vinculante, que resultó en un nuevo cuadro tarifario.

Posteriormente, debido a la crisis económica que atravesaba el país, y con la asunción de las nuevas autoridades, se promulgó la Ley de Solidaridad. En dicha ley se dispuso el congelamiento de las tarifas de gas natural (por un plazo de 180 días) y el inicio de la Nueva Revisión Tarifaria Integral. Asimismo, se dispuso la intervención del ENARGAS. El congelamiento de las tarifas fue sucesivamente prorrogado hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, una transportadora de gas relacionada con la Emisora. Asimismo, mediante las Resoluciones N° 235, 236 y 237 de la Secretaría de Energía se convocó a

audiencias públicas para tratar: (i) la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica para el bienio 2022-2023; (ii) los nuevos precios de referencia estacionales del Precio Estacional de la Energía Eléctrica (“PEST”) que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022; y (iii) los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”), que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022. Dichas audiencias públicas fueron celebradas a través de plataformas digitales entre el 10 y el 12 de mayo de 2022.

Para mayor información, ver “*Marco Regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Capítulo, y “*Antecedentes Financieros – Precios del Gas y Subsidios*” en este Prospecto.

Acuerdos de Accionistas relativos a las inversiones de la Emisora en la actividad de transporte de Gas

La Emisora ha celebrado acuerdos de accionistas respecto de sus subsidiarias Gasinvest S.A., TGN, GasAndes Argentina, GasAndes Chile y TGM.

En 1992, la afiliada de la Emisora, Gasinvest, celebró un acuerdo de accionistas con Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (continuadora de TransCanada Pipelines Limited), Tecpetrol S.A. (continuadora de Techint Compañía Técnica Internacional S.A.) y Petronas Argentina S.A., para regular su relación como accionistas de TGN (con sus modificaciones, el “**Acuerdo de Accionistas de TGN**”). Actualmente la Emisora y Tecpetrol S.A. son parte del Acuerdo de Accionistas. Si bien Gasinvest es titular de una participación mayoritaria en TGN, conforme al Acuerdo de Accionistas de TGN ciertas cuestiones que requieren una mayoría agravada, como las modificaciones a los estatutos, la reorganización societaria, fusiones, liquidación y la aprobación de los planes de inversión y el presupuesto anual, requieren del voto de los restantes accionistas. Gasinvest tiene derecho a designar nueve de los catorce miembros del Directorio y dos de los tres miembros de la comisión fiscalizadora.

En 1995, la Emisora celebró un acuerdo de accionistas con Metrogas (Chile) S.A. (actualmente Aprovevisionadora Global de Energía S.A. en virtud de la escisión de Metrogas (Chile) S.A., aprobada por sus accionistas el 26 de mayo de 2016) y AES Gener S.A., para regular su relación como accionistas de GasAndes Chile y GasAndes Argentina. Además, en 2014, la Emisora suscribió con Aprovevisionadora Global de Energía S.A. un acuerdo de accionistas (ambos acuerdos de accionistas, con sus modificaciones, los “**Acuerdos de Accionistas de GasAndes**”). De acuerdo con lo establecido en los Acuerdos de Accionistas de GasAndes, la Emisora, junto con Aprovevisionadora Global de Energía S.A., son titulares del 87% de las acciones y poseen el control efectivo de GasAndes Chile y GasAndes Argentina. El Acuerdo de Accionistas de GasAndes de 2014 también regula la relación de la Emisora con Aprovevisionadora Global de Energía S.A. como accionistas de Andes Operaciones y Servicios S.A., sociedad en la cual la Emisora posee una participación del 50%. Conforme a este acuerdo, la Emisora comparte con Aprovevisionadora Global de Energía S.A. el control efectivo y la dirección de Andes Operaciones y Servicios S.A.

En 1998, la Emisora celebró un acuerdo de accionistas con TotalFinaElf Gas Transmission S.A. (actualmente Total Gas y Electricidad Argentina S.A.), Petronas Argentina S.A., CMS Gas Argentina S.A. y Tecgas N.V. (actualmente de propiedad de Tecpetrol S.A.), para regular su relación como accionistas de TGM (con sus modificaciones, el “**Acuerdo de Accionistas de TGM**”). Actualmente, la Emisora, Total Gas y Electricidad S.A. y Tecpetrol S.A. son parte del Acuerdo de Accionistas de TGM. Si bien la Emisora es titular de una participación de solamente el 15,78% en TGM, conforme al Acuerdo de Accionistas de TGM, algunas cuestiones que requieren una mayoría agravada, como las modificaciones a los estatutos, reorganizaciones societarias, fusiones y escisiones, requieren del voto de la Emisora. La Emisora tiene derecho a

designar uno de los nueve miembros del Directorio y uno de los tres miembros de la comisión fiscalizadora.

De acuerdo con los tres acuerdos de accionistas vinculados con las inversiones de la Emisora en transporte de gas, la Emisora tiene derecho de (i) opción de compra para adquirir acciones adicionales en el caso de ventas por parte de otros accionistas (que en el caso de TGM están limitados a un 15,78% adicional del capital de TGM), y (ii) preferencia, junto con otros accionistas, para vender o proveer los bienes o servicios de la Emisora o de sus subsidiarias o afiliadas al sistema de gasoductos correspondientes en términos y condiciones competitivos.

Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios

Adquisición de los activos de Sinopec Argentina

Con efectos a partir del 30 de junio de 2021, la Emisora adquirió los activos de la Subsidiaria, incrementando sustantivamente la producción a más de 50.000 boe/d y ampliando su base de reservas probadas en más de un 100%.

La adquisición incrementó significativamente el tamaño y alcance del negocio de la Emisora al incorporar la participación de la Subsidiaria en (i) el 100% en las áreas Bloque 127, Cañadón León, Cañadón Minerales, Cañadón Seco, Cerro Overo, Cerro Wenceslao, El Cordón, El Huemul – Koluel Kaike, Las Heras, Meseta Espinosa, Meseta Espinosa Norte, Meseta Sirven, Piedra Clavada, Sur Piedra Clavada, y Tres Picos de la cuenca del Golfo San Jorge, y las áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura intermedia de la cuenca Cuyana; (ii) el 30% en las áreas La Ventana y Río Tunuyán de la cuenca Cuyana; y (iii) el 25% en el área Cajón de los Caballos de la cuenca Cuyana. Sobre las áreas incorporadas en la Provincia de Santa Cruz, el 17 de noviembre de 2021 la Emisora llegó a un acuerdo con el Instituto de Energía de Santa Cruz para extender el plazo de vigencia de las concesiones de las áreas incorporadas en dicha provincia por diez años.

Asimismo, desde octubre de 2021, la producción de la Subsidiaria se computa al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,4 a 3,67 MMm³/d diarios.

Al día de la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra trabajando en el proceso de integración del negocio de la Subsidiaria, que incluye llevar a cabo todas las inscripciones y modificaciones en los registros públicos correspondientes.

Área Tapi Aike – Acuerdos con Echo Energy

Con efecto al 1° de enero de 2018, la Emisora celebró un contrato de cesión de derechos (*farm-out*) y operación conjunta con Echo Energy en virtud del cual la Emisora transfirió a Echo Energy el 50% de sus derechos y obligaciones emergentes de las concesiones para explotar el distrito Tapi Aike, y Echo Energy acordó pagar el 65% de los costos e inversiones del plan de la primera etapa de exploración.

Con fecha 17 de mayo de 2019, la Emisora y Echo Energy celebraron una adenda al acuerdo de *farm-out* y acuerdo de cooperación operativa para las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones por la cual acordaron no llevar a cabo las inversiones comprometidas por Echo Energy que se encontraban pendientes de ejecución a esa fecha, y retirarse del acuerdo de *farm-out* asumiendo, con fecha efectiva al 1° de mayo de 2019, la Emisora, libre de costos, todos los derechos y obligaciones de Echo Energy derivados de las concesiones de explotación sobre las áreas según lo dispuesto en el acuerdo de *farm-out*.

En dicha fecha, la Emisora y Echo Energy celebraron una adenda al acuerdo de *farm-out* para el área Tapi Aike por la cual acordaron, con fecha efectiva al 1 de mayo de 2019, un incremento de

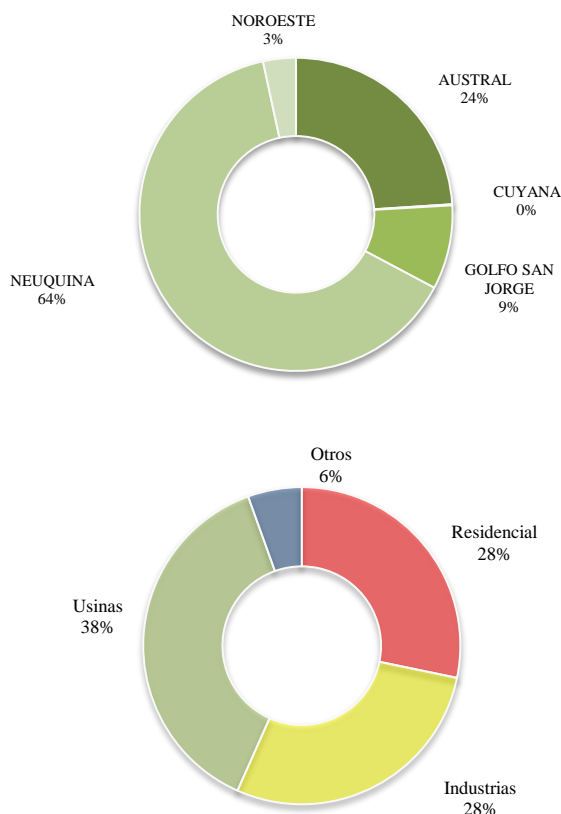
la participación de la Emisora en el área de 50% a 81% y una reducción de la participación de Echo Energy de 50% a 19%.

El 15 de julio de 2020 la Emisora suscribió un acuerdo con Echo Energy en virtud del cual este último cedió a la Emisora su participación restante en el área Tapí Aike, con la opción de recomprar esta participación sujeto a determinadas condiciones. Al no haber ejercido dicha opción, Echo Energy salió definitivamente del área Tapí Aike. Para mayor información, ver “*Antecedentes Financieros – Farm-outs*” en este Prospecto

Oportunidad de Mercado

Gas Natural

Argentina es el mayor productor de gas natural en América Latina en base a la producción de 2020, de acuerdo con la edición de 2021 del *BP Statistical Review of World Energy*, publicado en julio de 2021. De acuerdo con el Ranking de Producción suministrado por el Sistema de Información de Petróleo y Gas, la Emisora es el séptimo proveedor de gas natural en Argentina. Aproximadamente el 33% de la producción de gas natural en Argentina proviene de la parte terrestre de la cuenca Austral y del Golfo San Jorge, de la cual la Emisora es, por si o a través de su Subsidiaria la principal operadora. Este gas natural es inyectado en el sistema de gasoductos y transportado a sus clientes, principalmente en centros urbanos, y distribuido entre clientes residenciales, clientes industriales, plantas de generación y empresas de distribución de gas. El gráfico a continuación incluye un detalle de la distribución de la producción por volumen por cuenca en Argentina, así como por clientes finales al 31 de diciembre de 2021:



A partir de la entrada en vigencia de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), se autorizó la exportación de gas natural.

En los meses de invierno, Argentina satisface la demanda interna de gas natural con el gas producido en el país y con importaciones de Bolivia e importación de Gas Natural Licuado. A pesar de estas importaciones, durante algunos días de los meses de invierno, una cantidad considerable de la demanda de gas natural no es satisfecha, debiéndose recurrir incluso a combustibles alternativos y/o cortes de suministro. Históricamente, las reglamentaciones argentinas han ordenado a los productores de gas vender gas natural en el mercado regulado para satisfacer la demanda prioritaria, principalmente a los clientes residenciales, lo que derivó en que la demanda no satisfecha se concentrara en las grandes industrias y/o las centrales de generación.

No obstante ello, con la entrada en vigencia de la referida Resolución N° 104/2018 y posteriormente con la Resoluciones 9/2018 y 417/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, se otorgó la posibilidad de obtener permisos para exportación de gas natural de tipo firme y/o interrumpible y a distintos plazos, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (actualmente regulado por la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía). A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha sido autorizada por la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía) para la exportación de gas natural en la Cuenca Austral con destino a Methanex en el marco de la “Ronda 1” del Plan GasAr. El Plan GasAr prevé la exportación durante el período estival (octubre – abril) entre los años 2021 a 2024. Particularmente se autorizó a la Emisora realizar exportaciones de carácter firme con destino Methanex con vigencia 1° de octubre de 2021 a 30 de abril de 2022, para gas extraído de la cuenca Austral. La cantidad autorizada máxima diaria (CMD) es de 500.000 m3.

Durante 2021, la Emisora continuó con sus exportaciones de gas a Chile, siendo éstas de calidad firme a partir de octubre 2021.

La Emisora considera que tiene una infraestructura instalada y capacidad para aumentar la producción. Por ejemplo, la Emisora opera los doce meses del año, aún con el clima adverso invernal. Esto le permite mantener niveles de producción de gas natural a lo largo de todo el año. Además de su capacidad instalada, la Emisora se encuentra en busca de oportunidades de alta rentabilidad y bajo riesgo para aumentar la exploración y producción en sus áreas como, por ejemplo, el proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural. Ver “*Políticas de la Emisora - Inversión en la Cuenca Austral – Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural*” en este Prospecto.

La Emisora también busca incrementar su nivel de producción en línea con un entorno de precios sustentable y previsible. En este sentido, realizó todas las gestiones necesarias para resultar beneficiaria del Programa de Estímulo a la Producción No Convencional (a través de la Resolución MINEM N° 447-E/2017 aplicable para la Cuenca Austral), el cual se mantuvo vigente durante 2021 y mediante el mismo la Emisora recibió un precio adicional por ciertos volúmenes de su producción No Convencional. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora logró reducir la declinación de gas a cifras por debajo del 7% interanual, con un promedio en el año de 4,69 MMm3/d de gas (promedio anual boca de pozo).

En la misma línea, la Emisora realizó las presentaciones correspondientes para participar de la licitación del suministro de ciertos volúmenes de gas realizada en el marco del Plan GasAr, un programa de estímulo aplicable a la producción de gas natural, y resultó adjudicataria.

Para más información sobre el Plan GasAr y los volúmenes adjudicados a la Emisora, ver “*Antecedentes Financieros - Precios del Gas y Subsidios - Plan GasAr*” en este Prospecto.

Petróleo Crudo

Argentina es el cuarto productor de petróleo crudo en América Latina en base a la producción de 2020, de acuerdo con la edición de 2021 del *BP Statistical Review of World Energy*, publicado en julio de 2021. Al igual que con los precios del gas natural, debido a factores

regulatorios, económicos y de políticas gubernamentales, los precios del petróleo en Argentina por momentos han quedado muy por detrás de los precios vigentes en el mercado internacional. Además, a fin de asegurar el abastecimiento interno, entre otras cosas, en el pasado el Estado Nacional ha impuesto mayores derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que han impedido a las empresas beneficiarse de los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo.

Durante su campaña presidencial y desde que asumiera el cargo, la administración anterior llevó a cabo reformas en el sector energético que, en términos generales, estaban destinadas a llevar al sector más cerca de las condiciones de mercado. Sin embargo, durante 2018, debido a los altos índices de inflación y la significativa devaluación del peso, la administración anterior llevó a cabo medidas para controlar el precio del petróleo crudo, en particular para mantener congelado el precio de los combustibles. En materia de exportaciones, se permitió a la Emisora exportar petróleo crudo siempre que no haya una gran escasez de petróleo en el mercado interno.

Asimismo, en el mes de septiembre de 2018, con el dictado del Decreto N° 793/2018, se reinstauraron los derechos de exportación con vigencia hasta diciembre de 2020 con una alícuota de 12% con un valor máximo de \$4 por cada dólar exportado. Luego de una nueva devaluación del peso argentino en agosto de 2019, el Estado Nacional decretó el congelamiento de los precios de combustibles de venta al público, del precio del petróleo para el mercado doméstico, y reguló el tipo de cambio para los pagos de las facturas por la venta del petróleo a valores hasta 32% inferior al tipo de cambio oficial. El decreto que determinó el congelamiento de precios finalizó su vigencia en noviembre de 2019, y los precios volvieron a fijarse libremente entre productores y refinadores, reduciendo la diferencia con los precios vigentes en el mercado internacional.

El 14 de diciembre de 2019, ya durante la gestión de la administración actual, el gobierno decretó un cambio en la regulación de los derechos de exportación, eliminando el valor máximo de \$4 por cada dólar exportado y dejando de este modo la alícuota fija en 12%. Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley de Solidaridad, que declaró la emergencia pública, entre otras, en materia tarifaria y energética, hasta el 31 de diciembre de 2020, y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no puede superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, esta ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o gravadas al 0% a esa fecha; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Con posterioridad a ello, mediante el Decreto N° 488/2020 el Estado Nacional estableció la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía según el precio internacional (Brent) de acuerdo a lo siguiente: (i) es 0% si el precio internacional es 45 US\$/bbl o menor, (ii) 8% si el precio internacional es 60 US\$/bbl o superior, y (iii) se determina mediante la fórmula: $(\text{Precio Internacional} - 45) / 15 \times 0.08 \%$ si el precio internacional es superior a 45 US\$/bbl e inferior a 60 US\$/bbl.

Adicionalmente en el mismo Decreto N° 488/2020, debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la epidemia de COVID-19 y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, el Estado Nacional reguló el precio de venta para el mercado interno, estableciendo 45 US\$/bbl para el crudo Medanita y los diferenciales habituales respecto a este crudo para las demás calidades. La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la

condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota determinable mediante la fórmula antedicha y que llega hasta el tope máximo del 8% cuando el precio internacional supera los 60 US\$/bbl. Para más información, ver “*Restricciones a la importación y exportación - Importaciones y exportaciones*” en esta Sección y “*Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*” en este Prospecto.

Ventas de gas y petróleo

Contratos de Abastecimiento de Gas Natural

La Emisora vende el gas natural a través de los siguientes canales de comercialización: (i) en el mercado residencial (regulado) a través de entregas de gas natural a distribuidoras y a IEASA, de acuerdo con las reglamentaciones vigentes; (ii) en el mercado eléctrico a través de contratos adjudicados mediante subastas de la Emisora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (“**CAMMESA**”) y (iii) a través de contratos *spot*, anuales o de mediano plazo con clientes industriales y revendedores en el mercado desregulado (comercializadores). En 2021, la participación del segmento industrial en la facturación de la Emisora se incrementó del 22% al 46% respecto de 2020, mejorando los plazos de cobro y reduciendo el riesgo de devaluación. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, las ventas de gas representaron 52%, 83% y 72% de los ingresos de la Emisora (de los cuales el 19%, 44% y 25% consiste en los subsidios de gas del Estado Nacional), respectivamente.

En el marco del Plan GasAr, la Emisora obtuvo contratos firmes para el período enero 2021–diciembre 2024 por 2,38MMm³ de gas diario. El precio obtenido fue el máximo disponible para la cuenca Austral, de 3,46 US\$/MMBtu. Se vendió la producción excedente a la comprometida a precios sensiblemente mayores a los del resto del mercado. En consecuencia, el precio promedio neto de la Emisora durante 2021 se ubicó un 10% por encima del precio promedio para Santa Cruz, de acuerdo a la información declarada bajo la Resolución N°- E1/2018 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos.

Ver “*Antecedentes financieros – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas – Precios del Gas*”.

Abastecimiento del segmento de Generación Eléctrica

El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 70/2018, en la cual se facultaba a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) a adquirir los combustibles que necesitan para su generación, sin distinción de los mismos. Dicha resolución reemplaza el art. 8 de la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), la cual disponía la centralización del suministro de combustibles para la generación eléctrica a CAMMESA (con excepción de la generación en régimen de Energía Plus).

Asimismo, se estableció que la facultad de abastecimiento propio no alterará los compromisos asumidos por los generadores en el marco de los contratos de abastecimiento del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) con CAMMESA, y CAMMESA continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos que “no hagan o no puedan” hacer uso de dicha facultad.

Esto habilitó la compra de volúmenes de gas natural directamente por parte de los generadores y/o comercializadores intermediarios.

En el marco del Plan GasAr, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la Emisora entregó a CAMMESA en promedio 886dam³/d. Adicionalmente, CAMMESA

complementó su abastecimiento con subastas interrumpibles. En este contexto, se entregaron 183dam³/d en promedio. Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la industria hidrocarburifera y del transporte de gas – Precios del Gas y Subsidios*” en este Capítulo.

Abastecimiento Segmento Residencial

En el Segmento Residencial, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora entregó a IEASA y tres distribuidoras en promedio 1.300dam³/d en el marco del Plan GasAr y volúmenes por 17dam³/d en el mercado *spot*. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 la Emisora entregó a IEASA y tres distribuidoras en promedio 1.296dam³/d, y volúmenes por 235dam³/d en el mercado *spot*. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 la Emisora entregó a IEASA y tres distribuidoras en promedio 946 dam³/d y volúmenes por 87 dam³/d en el mercado *spot*. Para más información, ver *Marco Regulatorio de la industria hidrocarburifera y del transporte de gas – Precios del Gas y Subsidios – Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)*” en este Capítulo.

Abastecimiento Mercado Desregulado

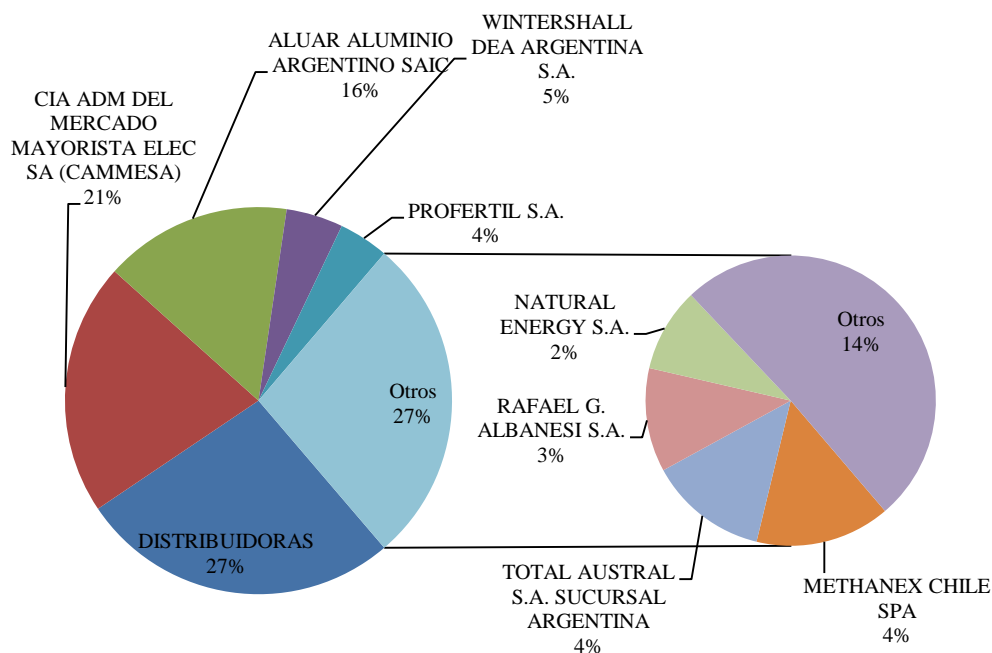
Al 31 de diciembre de 2021 los principales clientes de la Emisora en el mercado desregulado o segmento libre fueron Aluar Aluminio Argentino SAIC representando el 16% de los volúmenes vendidos por la Emisora en dicho período, y Wintershall DEA Argentina S.A., Methanex Chile SPA, Profertil S.A. y Total Austral S.A. representando cada uno entre 4% a 5% de dicho total vendido. Los contratos con los clientes desregulados establecen los volúmenes máximos de gas a ser vendidos, los volúmenes mínimos que el vendedor debe tener disponibles para el comprador y los volúmenes mínimos que el comprador debe adquirir. El precio es fijo en dólares estadounidenses por metro cúbico de gas, pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago.

En el marco del Plan GasAr, la reglamentación del Decreto 892/2020 habilita a productores que mensualmente no cumplan con su inyección comprometida en el período junio-agosto, a adquirir producción de terceros productores firmantes del Plan GasAr, que sea excedente a la producción comprometida en el marco del Plan GasAr. En este contexto, se comercializaron a cuatro productores firmantes del Plan GasAr 88.548dam³ entre los meses de junio y agosto de 2021, equivalente al 93% de la producción comercializable bajo este concepto. Por esta producción, la Emisora obtuvo valorizaciones sensiblemente mayores que el resto de las ventas. La Emisora planea continuar identificando oportunidades de direccionar sus ventas a segmentos de clientes con márgenes más altos.

Exportaciones

Desde septiembre de 2018, la Emisora realiza ventas de exportación de gas. En el año 2021, dichos volúmenes representaron un 4% del total de la producción de la Emisora, proveniente principalmente de las cuencas Austral y Noroeste. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, dichos volúmenes representaron un 1% y un 4% del total de la producción de la Emisora, respectivamente.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora en las ventas de gas natural para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.



Contratos de Abastecimiento de Petróleo Crudo

La Emisora exporta la casi totalidad de su producción de crudo proveniente de la cuenca Austral y comercializa en el mercado local el crudo proveniente de la cuenca del Golfo San Jorge. Entre diciembre de 2014 y octubre de 2017, con la caída significativa de los precios internacionales, los precios internos del petróleo han superado ampliamente los precios de mercado internacionales vigentes para esos productos como resultado de acuerdos informales entre el Estado Nacional y los principales productores y refinerías de petróleo de Argentina.

En 2019, en el mercado local, el precio fue pagadero en pesos al tipo de cambio vendedor (divisas) publicado por Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago. Sin embargo, con motivo de los efectos de la creciente volatilidad en los precios del petróleo que se vio exacerbada por la pandemia del COVID-19, con fecha 19 de mayo de 2020, el Estado Nacional dispuso medidas de estímulo para la industria hidrocarburífera, estableciendo un precio de referencia para el “Barril Criollo” que se venda en el mercado local, a un valor de US\$45 por barril hasta el 31 de diciembre de 2020, y sujeto a ciertas condiciones. La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota determinable mediante la fórmula antedicha y que llega hasta el tope máximo del 8% cuando el precio internacional supera los US\$/bbl 60. Para fin de febrero de 2022 el precio promedio por barril de crudo Brent estaba cercano a los US\$ 100, con una fluctuación significativa respecto a los precios de fines de 2021, asociada a las presiones sobre los precios internacionales a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania.

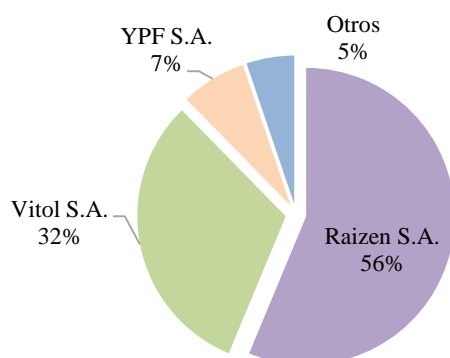
Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, sus ventas de petróleo crudo representaron el 44% y el 13% de sus ingresos, respectivamente. Los principales clientes de la Emisora son Raizen S.A. y Vitol S.A. En general, el precio es una tarifa fija en dólares estadounidenses por barril para el crudo tipo Brent menos un monto en dólares estadounidenses dependiendo de cada contrato.

Durante 2021 las entregas de crudo al mercado local fueron negociadas libremente entre empresas productoras y refinadoras o comercializadoras. Los crudos locales promediaron valores relativos más bajos que el Brent toda vez que las partes acordaron ir ajustando los precios locales de manera gradual respecto de la fuerte evolución de los comparables internacionales. Las ventas en el mercado interno se realizaron bajo la modalidad *spot*. Esto, junto con la aplicación de un proceso de negociación directa, el permanente seguimiento de las necesidades y condiciones del mercado local, y el creciente interés de las empresas refinadoras locales por disponer de la producción de petróleo crudo Cañadón Seco, permitieron incrementar considerablemente el precio de venta durante el año 2021.

Ver “Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas” en este Capítulo, “Antecedentes Financieros – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas – Precios del Petróleo” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el 63% de las ventas de petróleo crudo fueron destinadas a Raizen S.A. e YPF S.A. en el mercado local, y el 35% a Trafigura PTE LTD y Vitol S.A. como exportaciones.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora en las ventas de petróleo crudo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021:



Contratos de Abastecimiento de GLP

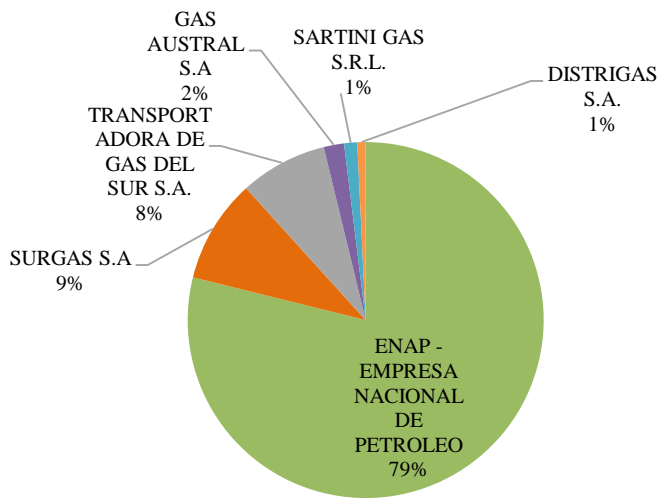
La Emisora vende GLP a través de contratos de venta en el mercado regulado y desregulado. De acuerdo con las reglamentaciones de Argentina, los productores de GLP solamente pueden vender su producción excedente en el mercado desregulado una vez satisfecha el total de la demanda residencial en Argentina de GLP (incluyendo los mercados de propano y butano) a través de ventas en el mercado regulado. Las exportaciones de GLP constituyen para la Emisora un mercado adicional para su evacuar producción, y le permite aprovechar los precios internacionales en aumento, altamente competitivos.

La Emisora vende propano en el mercado local a varias distribuidoras y fraccionadores de la región austral (principalmente a SURGAS S.A., y Transportadora de Gas del Sur S.A.) Estos contratos de venta establecen una tarifa fija en pesos por tonelada de GLP, y en su mayor

proporción se destina a abastecer 2 programas establecidos por el Gobierno Nacional: “REDES” y “HOGAR”.

Desde 2018, la Emisora ha exportado su producción de butano mediante ENAP Chile. Este contrato establece un precio en dólares estadounidenses por tonelada basado en un descuento del precio internacional del Butano Mont Belvieu. El contrato también contempla la exportación de GLP Mezcla (Butano+Propano) durante el período estival, y en la medida que se dispongan excedentes de propano.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021:



Adquisición y Renovación de Capacidades de Transporte Firme

Con fecha 15 de mayo de 2019, la transportista TGS realizó un concurso abierto de capacidad de transporte firme. TGS ofertó distintas capacidades a iniciar a partir de mayo de 2020 y mayo de 2021.

En el marco de dicho concurso, la Emisora renovó su capacidad de transporte firme entre Santa Cruz y Bahía Blanca por 116.000 m³ por día por el plazo de 35 años desde mayo de 2020.

Adicionalmente, la Emisora adquirió 80.000 m³ por día por el plazo de ocho años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo de 2020 y 5.000 m³ por día por el plazo de siete años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo de 2021.

Estas capacidades de transporte adquiridas aseguran la evacuación de parte de la producción de la Emisora en una zona de capacidad de transporte interrumpible restringida durante gran parte del año.

En 2021, la Emisora adquirió a una distribuidora una capacidad de transporte desde cuenca Neuquina sobre el sistema de TGS por 500.000m³/d de plazo oct-21/abr-23. Esta capacidad prevé interrupciones totales o parciales de entre 30 y 60 días en período invernal.

Compromisos de Suministro

La Emisora tiene el compromiso de suministrar cantidades fijas y determinables de gas natural en el futuro cercano en virtud de diferentes acuerdos contractuales.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora estaba obligada a entregar 4.549,3 Mm³/d de gas natural, de los que (i) 3.520,5 Mm³/d fueron entregados en condición firme; y (ii) 1.028,8 Mm³/d de gas natural fueron entregados en condición interrumpible. Estas obligaciones de entrega surgen de lo acordado entre la Emisora y, entre otros, CAMMESA, Aluar Aluminio SAIC, Profertil S.A. y Methanex SpA.

Con posterioridad a la publicación de la Resolución N° 1410/2010 (ver “*Marco regulatorio del gas natural - Procedimiento para Administrar el Suministro de Gas a fin de Satisfacer la Demanda Interna*”) se publicó, en junio de 2016, la Resolución MEyM N° 89/16, donde se definieron criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el Comité de Emergencia, citado ante emergencias operativas que pudieran afectar el normal abastecimiento de la Demanda Prioritaria.

Un año después, en junio de 2017 se emitió la Resolución ENARGAS N° 4502/17, la cual aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el Comité de Emergencia. En caso que no hubiera acuerdo, el ENARGAS definiría el abastecimiento considerando, para cada productor, las cantidades disponibles, habiendo descontando lo voluntariamente contratado con la Demanda Prioritaria, y asignando hasta alcanzar la proporcionalidad de cada productor y/o importador.

Con fecha 18 de mayo de 2018, se emitió la Resolución ENARGAS N° 59/2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. La Resolución N° 59/18 fue prorrogada por varias resoluciones hasta que, mediante la Resolución N° 354/21 (publicada el 28 de septiembre de 2021) se resolvió implementar, con carácter permanente, el “Procedimiento transitorio para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia” que fuera establecido en la mencionada resolución N° 59/18, hasta tanto entre en vigencia la nueva norma técnica NAG 601 – “Norma de despacho de gas natural” o aquella que corresponda.

En consecuencia, la Emisora no puede asegurar que, debido a circunstancias excepcionales y de fuerza mayor, el Comité de Emergencia no asignará volúmenes de gas producidos por la Emisora para el abastecimiento de la demanda prioritaria que no le permitan cumplir con los compromisos de suministro asumidos en el mercado regulado. Ver “*Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la industria de petróleo y del gas - Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado*” en este Prospecto.

La Emisora tiene el compromiso de suministrar cantidades fijas y determinables de gas natural en el futuro cercano en virtud de diferentes acuerdos contractuales.

Competencia

La actividad de exploración y producción de petróleo y gas es competitiva. La competencia es intensa en lo que hace a las licitaciones para explorar y desarrollar nuevas áreas y la disponibilidad de equipamiento de perforación y exploración para alquilar. Muchos de los competidores de la Emisora, particularmente YPF, que es de propiedad del Estado Nacional, poseen y emplean recursos financieros, técnicos y humanos sustancialmente mayores que los de la Emisora. Como resultado de ello, los mismos pueden estar mejor posicionados para sacar provecho de oportunidades de negocios futuras.

A diciembre de 2021, de acuerdo con la información publicada por el IAPG, la Emisora fue el sexto productor de petróleo y gas en Argentina en base a la producción en boca de pozo, representando aproximadamente el 3% y el 5% de la producción interna de petróleo y gas, respectivamente. Los otros grandes productores de petróleo y gas de Argentina son YPF y Total



Adrián Meszaros
Subdelegado

Austral S.A. que conjuntamente representaron aproximadamente el 35,3% y el 15,7% de la producción interna total de petróleo y gas, respectivamente. La mayor parte de los competidores de la Emisora en Argentina también son compañías de petróleo y gas totalmente integradas, dedicadas a actividades como la refinación y transporte, con reservas e instalaciones ubicadas más cerca de los centros urbanos existentes.

Las afiliadas de transporte de gas de la Emisora, que proveen un servicio público en Argentina, actualmente no enfrentan una competencia directa significativa. Si bien no hay actualmente impedimentos regulatorios que afecten la capacidad de nuevos participantes de proveer servicios de transporte de gas en Argentina, la construcción de un sistema de gasoductos competitivo requeriría de una importante disponibilidad de capital y el otorgamiento de una licencia por el Estado Nacional. Además, un competidor directo tendría que celebrar contratos con distribuidores de gas u otros clientes por cantidades de gas suficientes como para justificar dicha inversión. El sistema de gasoductos de TGN – el segundo sistema de gasoductos de gas natural en Argentina en términos de capacidad, de acuerdo con el ENARGAS – representa el 40% del total del transporte de gas natural en Argentina. La mayor red de gasoductos de Argentina es Transportadora de Gas del Sur S.A., que representó aproximadamente el 58% de la capacidad interna de transporte.

Seguros

La Emisora y su subsidiaria mantienen seguros con aseguradoras reconocidas para cubrir los riesgos relacionados con la industria y otros riesgos a los que se encuentra sujeta, incluyendo el riesgo de daño total o parcial, responsabilidad civil y control de incidentes en los pozos. La Emisora y su subsidiaria no mantienen un seguro por interrupción de las actividades. Las pólizas de seguro de la Emisora son generalmente renovables anualmente y en general contienen límites, exclusiones y franquicias. La Emisora y su subsidiaria no han realizado ningún reclamo significativo en relación con sus pólizas de seguro en los últimos años. A la fecha de este Prospecto, la Emisora considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma consistente con las prácticas de la industria.

Propiedad Intelectual

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tenía 64 marcas registradas en el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial (INPI), principalmente su marca “CGC” bajo la que comercializa la mayor parte de sus productos. La Emisora no posee ninguna patente, modelo industrial o diseño registrado.

La Emisora debe renovar estos registros de marca a su vencimiento, al término de sus respectivos plazos. Conforme a la Ley de Marcas y Designaciones N° 22.362, el plazo de duración de una marca registrada es de diez años a partir de su fecha de emisión, y una marca puede ser renovada indefinidamente por períodos iguales si, dentro del período de cinco años anterior a cada vencimiento, la marca fue utilizada en la comercialización de un producto, en la provisión de un servicio o como la designación de una actividad.

Procedimientos Legales

De tanto en tanto la Emisora se ve involucrada en procedimientos civiles, impositivos, comerciales, laborales, administrativos o regulatorios que surgen en el curso ordinario de los negocios, incluyendo litigios con las autoridades provinciales en relación con el pago de las regalías hidrocarburíferas. Con excepción de lo indicado más abajo, la Emisora considera que su potencial responsabilidad respecto de los procedimientos actualmente pendientes no es significativa para sus negocios, resultados de las operaciones o situación financiera. Ver la nota 18 a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Reclamo Ambiental por la Asociación de Superficiarios de la Patagonia

En junio de 2012, la Asociación de Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”) inició demandas fundadas en Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675 contra varias compañías petroleras, incluyendo la Emisora y su Subsidiaria, que operan en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Noroeste. Dichos procesos tramitan ante la Justicia Federal en lo Contencioso Administrativo de la Capital Federal, la Justicia Federal en lo Civil y Comercial de Salta y la Justicia Federal de Caleta Olivia, respectivamente.

Tanto en los procedimientos iniciados contra la Emisora como contra su Subsidiaria, ASSUPA reclama un monto no especificado de daños y perjuicios, el cumplimiento específico de ciertas medidas no identificadas para impedir que se produzca daño ambiental en el futuro y la constitución de un fondo de compensación en caso de que la remediación específica no sea posible.

A la fecha de este Prospecto, (i) el plazo del procedimiento que tramita contra la Emisora ante la Justicia Federal en lo Civil y Comercial de Salta permanece suspendido y, por lo tanto, la contestación de la demanda aún no ha sido presentada; (ii) la suspensión del plazo del procedimiento que tramita contra la Emisora ante la Justicia Federal de la Capital Federal fue levantada, pero la Emisora no fue formalmente notificada de dicha resolución. Una vez notificada tendrá un plazo de un día hábil para presentar la contestación de la demanda.

Por otra parte, en fecha 8 de febrero de 2021 la Justicia Federal de Caleta Olivia declaró su incompetencia para entender en los procesos que tramitan contra la Emisora y su Subsidiaria, sentencia confirmada por la Cámara Federal de Apelaciones de Comodoro Rivadavia el 29 de marzo de 2021 y que a la fecha de este Prospecto se encuentra firme. Si bien los procesos civiles contra la Emisora y su Subsidiaria quedaron terminados respecto del fondo de la cuestión, ASSUPA podría dar inicio a nuevos procesos en jurisdicción provincial.

Asimismo, con fecha 4 de mayo de 2021 ASSUPA hizo una presentación por medio de la cual formuló denuncia penal por el supuesto incumplimiento de lo previsto por los artículos 55, 56, y 57 de la Ley 24.051 sobre residuos peligrosos. Si bien inicialmente la justicia local remitió las actuaciones a la justicia federal por considerarse incompetente, tras haberse declarado incompetente el Juzgado Federal para entender en la causa en fecha 9 de septiembre de 2021, la causa continua su curso bajo la competencia del juzgado de instrucción N° 1 de Caleta Olivia.

En base a la situación actual de lo reclamado, ni la Emisora ni su Subsidiaria han realizado ninguna previsión para estas demandas.

Demanda Ambiental – Oviedo, Ramón c/ YPF S.A.

La actora, quien manifiesta ser un agricultor de la zona de Ugarteche, inició una demanda por US\$750.000.000, más intereses y costas, a raíz de la supuesta contaminación ambiental producida por YPF S.A. en el acuífero que conforma la subcuenca Carrizal, el cual integra el Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Mendoza, en la Provincia de Mendoza. Si bien la demanda únicamente fue entablada contra YPF S.A., la Subsidiaria de la Emisora fue citada al proceso por la demandada en fecha 8 de noviembre de 2018 por ser el operador y concesionario de las áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura Intermedia, junto al Estado Nacional y otras compañías petroleras que también habrían realizado actividades en la subcuenca Carrizal.

La causa fue iniciada ante el Juzgado N° 18 en lo Civil, Comercial y Minas de la Primera Circunscripción Judicial de la Provincia de Mendoza, pero este resolvió hacer lugar a la excepción de incompetencia planteada por el Estado Nacional en fecha 17 de diciembre de 2018, lo que fue confirmado por la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial de Mendoza el 17 de febrero de 2019. Las actuaciones fueron trasladadas al Juzgado Federal N° 2 de Mendoza, que a su vez se declaró incompetente en fecha 15 de julio de 2020. A la fecha de este Prospecto, la

demanda aún no ha sido contestada por la Subsidiaria, estando aún pendiente de resolución el conflicto de competencia por parte de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

En vista del estado actual de la causa, la Subsidiaria no ha realizado ninguna previsión por esta demanda.

Reclamo Aduanero – Resoluciones N° 127/08 y 394/07

Durante 2009 y 2010, la autoridad aduanera solicitó a la Subsidiaria que se rectificaran algunos presuntos errores en los pagos del impuesto a la exportación de crudo, alegando fallas en la base de cálculo para la determinación del monto a ingresar bajo dicho impuesto, en particular en relación con el precio internacional diario del petróleo tenido en cuenta para establecer el monto a abonar al fisco. A la fecha de este Prospecto, el monto total reclamado por el fisco asciende a la suma de US\$11,8 millones en concepto de capital e intereses.

En su descargo la Subsidiaria sostuvo que la Secretaría de Energía es la responsable de la determinación del precio internacional diario del petróleo y, por ende, de la base de cálculo para la determinación del monto del impuesto aplicable a cada exportación de crudo. En atención a ello, la Subsidiaria no tenía intervención en este procedimiento, sino que se limitaba a cargar la información de exportación con el precio informado por la Secretaría de Energía. El monto a pagar por la Subsidiaria era generado automáticamente por el sistema de la autoridad aduanera. En consecuencia, la posición de la Subsidiaria es que el monto de los impuestos pagados fueron los determinados originalmente por la autoridad aduanera. Adicionalmente, la Subsidiaria considera que cualquier cambio en la tasa de impuestos podría representar una violación a los derechos adquiridos y falta de “seguridad jurídica”.

En fecha 10 de agosto de 2021, el Tribunal Fiscal de la Nación confirmó la resolución de la Aduana de Caleta Olivia que condenaba a la Subsidiaria por el reclamo de las supuestas sumas impagas. La resolución del Tribunal Fiscal de la Nación ha sido apelada por la Subsidiaria ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. A la fecha de este Prospecto, la resolución de la Cámara se encuentra pendiente.

A la fecha de este Prospecto no se ha provisionado ningún importe en relación con este caso en tanto la Subsidiaria considera que tiene sólidos argumentos para sus sostener su postura y existe jurisprudencia sostenida en la mayoría de las Salas de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal que han resuelto en forma favorable a la posición de la Subsidiaria en casos análogos.

Procesamiento del Sr. Eurnekian

El 17 de diciembre de 2018, el presidente del Directorio y CEO de la Emisora, señor Eduardo Hugo Antranik Eurnekian, fue acusado formalmente en relación con pagos inapropiados a miembros de la administración de Fernández de Kirchner, en la causa N° 9.608/2018 en Primera Instancia de la Cámara Federal en lo Criminal, en la cual se presentó voluntariamente. El Sr. Eurnekian fue también formalmente acusado en la causa N° 13.816/2018, que se vinculaba con la causa N° 9.608/2018. En relación con la primera causa, N° 9.608/2018, el Sr. Eurnekian negó que dichos pagos fueran inapropiados, y continúa disputando los cargos en su contra. La Cámara de Apelaciones en lo Criminal y Correccional Federal, revocó la elevación a juicio respecto del Sr. Eurnekian y otros involucrados, y ordenó que se reabra la etapa de producción de prueba. Una vez concluida la etapa probatoria, el fiscal consideró que la causa correspondía a la jurisdicción electoral por considerar que los hechos investigados constituirían contravenciones al régimen electoral. El 22 de diciembre de 2021 el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N°11 hizo lugar al pedido de incompetencia de la defensa del Sr. Eurnekian y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal con competencia electoral. Esta decisión implica que se ha descartado que los hechos investigados configuren delitos que le corresponda investigar a la justicia federal y la única infracción posible actualmente es de carácter electoral.

Con respecto a la causa N° 13.816/2018, el 29 de octubre de 2019, la Cámara de Apelaciones en lo Criminal y Correccional Federal revocó el procesamiento y dispuso la falta de mérito, en base a que se necesitan realizar mayores investigaciones antes de poder dictar una resolución sobre si la causa debe ser elevada a juicio. Habiendo realizado las mencionadas investigaciones, en fecha 29 de abril de 2022 el Juzgado Criminal y Correccional Federal N° 11 dictó el sobreseimiento definitivo del Sr. Eurnekian, atento a que la prueba reunida no aportó elementos nuevos para sostener la acusación en su contra.

La Emisora llevó a cabo una investigación interna y cree, a pesar que no lo puede asegurar, que las acciones llevadas a cabo por el Sr. Eurnekian no tienen relación con la Emisora. No obstante, si el Sr. Eurnekian es condenado, podrían producirse efectos sustancialmente adversos en la reputación de la Emisora, así como en el otorgamiento de concesiones gubernamentales y en el negocio, resultados de las operaciones, condición financiera y perspectivas de la Emisora. Ver *“Factores de Riesgo – La Emisora podría verse afectada por violaciones a las leyes y regulaciones de defensa de la competencia, anticorrupción, y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo, y otras regulaciones en la materia, que podrían dañar la reputación y tener un efecto adverso en el negocio de la Emisora”* en este Prospecto.

Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas

Panorama general

La industria del petróleo y del gas en la Argentina ha estado sujeta a determinadas políticas y reglamentaciones que han dado lugar, entre otras cuestiones, a (i) regulaciones en materia de exportaciones y requerimientos de abastecimiento al mercado local que requieren redireccionar los suministros de la Emisora a los mercados industriales o de exportación para aplicarlos a satisfacer la demanda de los consumidores locales, y (ii) derechos aduaneros sobre la exportación sobre los volúmenes de hidrocarburos que se permiten exportar. El Estado Nacional implementó estas regulaciones de precios, exportaciones y políticas impositivas en un esfuerzo por satisfacer la creciente demanda del mercado local.

La exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada, a nivel federal, por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la **“Ley de Hidrocarburos”**), la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por la Leyes N° 26.197 (2007) y N° 27.007 (2014) (Para mayor información ver *“Ley N° 27.007, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos”* en esta Sección), y por la Ley N° 24.076, dictada en 1992, que regula el transporte, distribución, almacenaje y comercialización de gas natural y estableció las bases para la privatización de las industrias de transporte y distribución de gas natural. El marco regulatorio se integra con numerosos decretos y resoluciones, que reglamentan y complementan las leyes mencionadas.

La Ley de Hidrocarburos establece que las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas. Quienes sean titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, los cuales serán adjudicados mediante concurso, deberán poseer solvencia financiera y la capacidad técnica adecuada para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos dispone que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, dando cumplimiento con todas las normas que reglamenten dichas actividades.

En 2004, el Congreso Nacional dictó la Ley N° 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, ENARSA. El objeto social de ENARSA es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, el almacenamiento, la distribución,

comercialización e industrialización de esos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad.

La Ley N° 25.943 ha sido modificada por la Ley N° 27.007, promulgada en el 2014, y por medio de la cual se eliminaron todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas *offshore* a la Secretaría de Energía de la Nación (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía), 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.

De acuerdo a lo establecido en el Decreto N° 882/2017, ENARSA se fusionará con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A., siendo ENARSA la entidad sobreviviente cuya denominación será IEASA.

La última medida de relevancia adoptada en materia de hidrocarburos ha sido la implementación del Plan GasAr, a fines de 2020, un plan de promoción para la producción de gas natural, mediante el cual se licitó el suministro de 70 MMm3/día durante un periodo de cuatro años. Para mayor información, ver “*Antecedentes Financieros – Precios del Gas y Subsidios - Plan GasAr*” en este Prospecto.

La administración actual ha elevado al Congreso Nacional un proyecto de ley que contiene incentivos para la industria. El proyecto prevé regímenes que apuntan a promover inversiones en los sectores del upstream, midstream y downstream. Los beneficios incluyen, (i) permisos de exportación garantizados de un porcentaje (entre 20% y 50%, dependiendo de varios factores) de la producción incremental del beneficiario y el derecho a disponer libremente del 50% de las divisas provenientes de dichas exportaciones, (ii) beneficios impositivos (amortización acelerada de inversiones, procedimiento abreviado para recupero del I.V.A., estabilidad fiscal); (iii) beneficios en materia de derechos de importación y exportación, y (iv) garantía de producción y capacidad de transporte dedicadas para proyectos que cumplan ciertos requisitos de integración vertical. El proyecto fue elevado al Congreso Nacional el 15 de septiembre de 2021.

Asimismo, con el objetivo de potenciar la producción de hidrocarburos en el yacimiento de Vaca Muerta, el Estado Nacional recientemente anunció que dictará medidas flexibilizando los requisitos para el acceso al MLC en favor de los productores que aumenten su producción.

La Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública.

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad, cuyas previsiones afectan directamente al sector energético. En primer lugar, se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. En dicho marco se procedió a delegar facultades en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, para llevar a cabo, entre otras, cuestiones la “...reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos”.

Por otro lado se previó un congelamiento de las tarifas por transporte y distribución de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por un plazo de 180 días, invitando a las provincias a adherir a la política, facultándose al Poder Ejecutivo Nacional para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal –que caerían dentro de la órbita de las Revisiones Tarifarias Integrales vigentes o mediante una revisión extraordinaria-. Dicha suspensión de los aumentos de las tarifas fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de 180 días mediante el Decreto N° 543/2020 y luego extendida una vez más por el Decreto 1020/20, por 90 días adicionales.

A fines de 2020, el Poder Ejecutivo dictó el decreto 1020/20, por el cual se prorrogó la suspensión los efectos de la última Revisión Tarifaria Integral de 2017 (que regiría por cinco años, hasta el año 2022) quedando congeladas las tarifas de gas natural (cuyo aumento había sido impulsado por la administración anterior). Asimismo, mediante dicho decreto se dio comienzo al proceso de renegociación de las licencias de transporte y distribución de gas natural que había sido dispuesta por la Ley de Solidaridad. El Decreto 1020/20 dispone que el proceso de renegociación deberá ser completado en un plazo de dos años (que expira en diciembre de 2022) y que, hasta tanto dicho proceso culmine, se acordarán cuadros tarifarios transitorios con las concesionarias de transporte y con las distribuidoras, facultando al ENARGAS a establecer esquemas transitorios de tarifas en caso de no poder arribarse a un acuerdo.

Además, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional para la intervención del ENRE y el ENARGAS por un plazo de un año. En este sentido, mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020 el Poder Ejecutivo designó los interventores de ambos organismos. Dichas intervenciones fueron prorrogadas hasta el 31 de diciembre de 2022 por el Decreto N° 871/21.

Pandemia del COVID-19.

Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró que la propagación del COVID-19 a nivel global había alcanzado el nivel de pandemia. Con motivo de ello, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el DNU N° 260/2020, amplió por un año la emergencia sanitaria declarada por la Ley de Solidaridad, y mediante el DNU N° 297/2020 (y sus modificatorias) dispuso el aislamiento social preventivo y obligatorio, que fue sucesivamente prorrogado. Asimismo, para evitar mayor propagación del virus el Poder Ejecutivo Nacional dispuso el cierre de las fronteras. La Emisora, se encuentra, conforme lo previsto por el DNU N° 297/2020 (y sus modificatorias), exceptuada del acatamiento de lo dispuesto, por prestar un servicio esencial. Por medio del Decreto N° 875/2020 (y sus modificatorias) el Poder Ejecutivo Nacional dispuso el inicio de una nueva etapa de las medidas para evitar la propagación del COVID-19 con la implementación del distanciamiento social preventivo y obligatorio, diseñando un esquema de flexibilización progresiva de las restricciones de circulación, a ser aplicado conforme las circunstancias de cada aglomerado urbano, partido o departamentos de las provincias. Debido a la gravedad de situación sanitaria provocada por un aumento sustancial en los casos de COVID-19, el Gobierno Nacional, dictó el Decreto N° 287/2021 (prorrogado y modificado por el Decreto N° 334/2021), a través del cual endureció las medidas de prevención con vigencia hasta el 21 de mayo de 2021.

En fecha 22 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 334/2021, mediante el cual se adoptaron nuevas medidas para evitar la propagación de contagios de COVID-19, con hasta el 30 de mayo de 2021 y los días 5 y 6 de junio de 2021, y consisten principalmente en un fortalecimiento de las medidas implementadas mediante el Decreto N° 287/2021. Entre otras, las medidas adoptadas incluyen una restricción total de la circulación en las áreas consideradas como de “Alto Riesgo Epidemiológico y Sanitario” o en situación de “Alarma Epidemiológica y Sanitaria”, la suspensión de actividades sociales, económicas (a excepción de actividades esenciales), educativas, religiosas y deportivas en forma presencial. A partir del 30 de mayo de 2021 y hasta el 11 de junio de 2021, el Decreto N° 334/2021 dispone el restablecimiento de las medidas adoptadas por el Decreto N° 287/2021, ajustándose conforme las necesidades epidemiológicas puntuales en cada región, pero manteniendo las medidas más estrictas previstas por el Decreto N° 334/2021 durante el fin de semana correspondiente al 5 y 6 de junio de 2021 en las zonas más críticas.

A los fines de mitigar el impacto, el Gobierno Nacional adoptó una serie de medidas económicas. Entre algunas de las medidas, se destaca la prohibición, para las compañías prestadoras de servicios de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, telefonía fija o móvil e internet y TV por cable, de la suspensión o corte de servicio a sus consumidores por falta de pago de hasta

tres facturas con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, con vigencia por 180 días a partir del 25 de marzo de 2020 (prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020 por medio del Decreto N° 756/2020).

A pesar de las últimas olas de contagios ocurridas a fines de 2021, a la fecha del presente Prospecto la Emisora logró retomar niveles de actividad similares a los prepanadémicos. Durante el 2021 en la cuenca Austral se perforaron 30 pozos, de los cuales tres fueron pozos exploratorios y se logró reducir la declinación de gas a cifras por debajo del 7% interanual, con un promedio en el año 2021 de 4,69 MMm³/d de gas (promedio anual boca de pozo).

Asimismo, con motivo de la reducción de los índices de mortalidad del virus y de demanda de cuidados intensivos, a la fecha de este Prospecto el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones comenzaron a flexibilizar y, en algunos casos, liberar las restricciones y medidas sanitarias. En dicho contexto el Ministerio de Salud dictó la Resolución N° 702/2022, mediante la cual se dispuso, entre otras cuestiones, nuevas recomendaciones de cuidados generales ante el COVID-19 y la eliminación de la obligación de distanciamiento social de dos metros.

En el pasado, las medidas mencionadas han afectado significativamente la industria de hidrocarburos en el país y, por ende, medidas similares en el futuro podrían afectar a la Emisora. Para mayor información ver *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Argentina - La pandemia del COVID-19 ha afectado y puede continuar afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, la condición financiera y los resultados de la Emisora.”* de este Prospecto.

La Ley N° 26.197, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos – Transferencia a las Provincias de la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos

La Ley N° 26.197, publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, modificó a la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Asimismo, la Ley N° 26.197 también prevé que los yacimientos de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas marinas continuarán siendo propiedad del Estado Nacional.

De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones y de la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley N° 26.197 estableció que las provincias son las responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación retuvo la facultad de emitir normas y regulaciones concernientes a la política hidrocarburífera nacional y al marco legal de fondo de los hidrocarburos. Además, el Estado Nacional conserva la facultad de determinar la política energética nacional.

Se indica expresamente que la transferencia no afectará los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el Estado nacional antes de la sanción de la ley, ni la base para el cálculo de regalías, las cuales se calcularán de acuerdo con el título de concesión y serán pagadas a la provincia donde están ubicados los yacimientos.

La Ley N° 26.197 dispuso que el Estado Nacional retendrá la facultad de otorgar concesiones de transporte: (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias; y (ii) que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos. Consiguientemente, las concesiones de transporte que están ubicadas dentro del territorio de una sola provincia y que no están conectadas con instalaciones de exportación, fueron transferidas a las provincias.

Finalmente, la Ley N° 26.197 otorgó las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley N° 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional, canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

La Ley de Expropiación de YPF

En 2012, la Ley N° 26.741 (la “**Ley de Expropiación**”) declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Adicionalmente, su objetivo primordial es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, siendo los principales los siguientes: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; y (ii) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo al artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de los Estados Provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Creación del Consejo Federal de Hidrocarburos

El artículo 4 de la Ley de Expropiación creó el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integra con la participación de a) el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (a la fecha de este Prospecto, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas), el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (a la fecha de este Prospecto, dicha función se encuentra a cargo del Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda), el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria (a la fecha de este Prospecto, ambos ministerios fueron concentrados en el Ministerio de Producción y Trabajo), a través de sus respectivos titulares y b) las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de los representantes que cada una de ellas designen.

De acuerdo al artículo 5, son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos, entre otras, las siguientes: a) promover la actuación coordinada del Estado Nacional y los Estados Provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; y b) expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.



Expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol YPF

A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital social de YPF representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a YPF, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF serán distribuidas del siguiente modo: el 51% al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

A la fecha de este Prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos todavía se encuentra pendiente.

A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, el artículo 9 de la Ley de Expropiación establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado Nacional a favor de los Estados Provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada a través de la celebración de un pacto de sindicación de acciones.

Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

Decreto N° 1277/2012 – Régimen de Soberanía Hidrocarburífera

El Decreto N° 1.277/2012, reglamentario de la Ley de Expropiación, sancionó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

El Decreto N° 1277/2012 estableció, principalmente, lo siguiente: (i) la creación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (ii) la creación de la Comisión quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y (iv) la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su plan anual de inversiones (el “**Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas**”), incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Dicho Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas debe ser aprobado por la Comisión.

En cuanto a las actividades de refinación, el Decreto N° 1277/2012 facultaba a la Comisión a regular el porcentaje mínimo de refinación primaria y secundaria. La Comisión también tiene la posibilidad de adoptar medidas de promoción y de coordinación, con el objetivo de garantizar el desarrollo de la capacidad de procesamiento local de acuerdo con las metas establecidas en el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburos.

Con respecto a la comercialización, la Comisión tenía derecho a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Asimismo, la Comisión tenía que revisar periódicamente la razonabilidad de los costos

informados y de los precios de venta, con derecho a adoptar las medidas necesarias para prevenir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar a los intereses de los consumidores.

Sin embargo, el 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 272/2015 del Poder Ejecutivo Nacional. De acuerdo con el Decreto N° 272/2015, las potestades de la Comisión fueron transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía). Adicionalmente, las siguientes facultades de la Comisión, entre otras, fueron derogadas: (i) la facultad de revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados sus respectivos precios de venta, teniendo la facultad de adoptar todas las medidas necesarias para impedir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar los intereses de los consumidores; y (ii) la facultad de publicar precios de referencia de cada componente de los costos y precios de venta de hidrocarburos. El Decreto N° 272/2015 establece que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación hará una revisión y actualización de los regímenes de información actualmente vigentes, los cuales continuarán en vigencia hasta que se dicten nuevas reglamentaciones.

Posteriormente, en fecha 29 de septiembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 240/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. Por medio de dicha Resolución, se ordenó la absorción por el Registro de Empresas Petroleras del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, organismo frente al cual deberían hacerse todas las presentaciones de cumplimiento de la regulación aplicable.

Ley N° 27.007, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos

Con fecha 8 de noviembre de 2014, entró en vigencia la Ley N° 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos.

Los permisos de exploración y concesiones de explotación a ser otorgados con posterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007, se registrarán por la Ley de Hidrocarburos, conforme fuera modificada por la Ley N° 27.007. Por otra parte, el artículo 9 de la Ley N° 27.007 establece que aquellas concesiones cuyo plazo haya sido extendido con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007 quedarán regidas por el régimen anterior a la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007 y hasta el vencimiento de su plazo de vigencia. Una vez que el plazo haya vencido, los titulares de concesiones de exploración podrán requerir nuevas prórrogas del plazo de conformidad con lo previsto por la Ley N° 27.007. En este sentido, las concesiones de los socios operadores de la Emisora en la cuenca Austral, Neuquina y Noroeste, quedarán regidos por el régimen anterior a la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007, hasta el vencimiento del plazo de vigencia de dichas concesiones y permisos.

Las modificaciones más relevantes de la Ley N° 27.007 son las siguientes:

- En cuanto a los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivos convencionales y no convencionales, y aquellos en los que se lleva a cabo la exploración en el mar territorial y la plataforma continental. La Ley N° 27.007 modifica los períodos básicos, excluyendo el tercer período y limitando los mismos a dos períodos de hasta (i) tres años para la exploración con objetivos convencionales; (ii) cuatro años para la exploración con objetivos no convencionales; y (iii) cuatro años para la exploración en el mar territorial o en la plataforma continental. En los tres casos se mantiene el período de prórroga de hasta cinco años (ya establecidos en la Ley de Hidrocarburos), aunque está sujeto a que el titular del permiso haya cumplido con las inversiones y otras obligaciones a su cargo. En relación a la reversión de las áreas, al final del primer período básico y siempre que el titular del permiso haya cumplido con sus obligaciones en virtud de la autorización, el titular del permiso podrá mantener toda el área. Después del segundo período básico, el titular del permiso podrá revertir toda el área o, si el titular decide accionar el período de prórroga, debería devolver el 50% de la superficie restante.

- En relación a las concesiones de explotación, la Ley N° 27.007 prevé tres tipos de concesiones: de explotación convencional, de explotación no convencional y de explotación en el mar territorial o en la plataforma continental. Cada uno de ellos deberá durar 25, 35, y 30 años, respectivamente. Adicionalmente los permisionarios o concesionarios de explotación podrán solicitar concesiones de explotación no convencionales sobre la base del desarrollo de un plan piloto. En tanto que los concesionarios (i) hayan cumplido con sus obligaciones; (ii) se encuentren produciendo hidrocarburos en las zonas bajo consideración; y (iii) presenten para tales áreas a las autoridades competentes un plan de inversiones para su desarrollo, podrán solicitar, hasta un año antes de la terminación de cada período de la concesión, extensiones por períodos de diez años por vez.
- Los importes a pagar en concepto de canon hidrocarburífero anual conforme a los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos para los períodos de exploración y producción se han incrementado con el objetivo de incentivar a los titulares de permisos de exploración y áreas de desarrollo a una liberación temprana de superficies que no registren actividad. Además, a partir del segundo período de exploración básica, los montos correspondientes a canon exploratorio pueden reducirse parcialmente a la luz de las inversiones efectivamente realizadas en las áreas relevantes.
- Se eliminaron las restricciones sobre el número de permisos y/o concesiones que una misma persona física o jurídica pueda tener.
- La Ley de Hidrocarburos establece un plazo de 35 años para las concesiones otorgadas para el transporte de gas y de petróleo que los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir. La Ley N° 27.007 modifica el plazo otorgado para las concesiones de transporte de hidrocarburos, que se sincronizan con los períodos de concesión de explotación.
- En relación con la oferta de exploración y explotación, las licitaciones podrán ser nacionales e internacionales. Adicionalmente, los documentos de licitación serán preparados por las autoridades competentes sobre la base de un pliego modelo. El pliego modelo debía ser preparado dentro de los 180 días de la entrada en vigor de la Ley N° 27.007 en colaboración con las autoridades competentes de las Provincias y la Secretaría de Energía de la Nación (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía). Sin embargo, al día de la fecha dicho pliego modelo no ha sido confeccionado. La licitación se adjudicará al oferente que presente la oferta más relevante, en particular, la propuesta que contenga mayor inversión o actividad exploratoria.
- Las regalías hidrocarburíferas se han fijado en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Las regalías pueden reducirse considerando la productividad del área y del tipo de producción. En los casos de las prórrogas de concesiones se añadirá una regalía adicional del 3% para cada extensión, hasta un máximo del 18%. Adicionalmente, en caso de dichas prórrogas, la autoridad competente podrá incluir el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión a ser extendida por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los hidrocarburos en cuestión, para el período de dos años anteriores al momento en que se concede la prórroga.
- La Ley N° 27.007 también prevé que el Estado Nacional y las Provincias no deberán establecer, en el futuro, nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o empresas con participación pública. Además, con respecto a las áreas que hayan sido reservadas y que no tengan acuerdos de asociación con terceros, a partir de la fecha de esta nueva ley, podrán llevarse a cabo esquemas asociativos siempre y cuando, durante la fase de desarrollo, la participación de las entidades o empresas públicas o empresas con participación pública sea proporcional a las inversiones comprometidas y llevadas a cabo por ellos.

- La Ley N° 27.007 establece que los bienes de capital e insumos que son esenciales para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones de Hidrocarburos estarán sujetos a los derechos de importación establecidos en el Decreto N° 927/13 (alícuotas reducidas). Esta lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.
- De acuerdo a la Ley N° 27.007, el Estado Nacional y las Provincias deben tender a establecer una legislación ambiental uniforme y la adopción de un tratamiento fiscal uniforme (ambos pendientes al día de la fecha). Asimismo, las autoridades de aplicación provincial y nacional, incluyendo al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) y la Comisión promoverán la unificación de procedimientos y registros.
- Todos los permisos nacionales de mar territorial y concesiones de explotación de hidrocarburos costa afuera en la que no se han firmado acuerdos de asociación con IEASA a la fecha de esta nueva ley, se revertirán y se transferirán a la Secretaría de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía). Los permisos y concesiones otorgados con anterioridad a la Ley N° 25.943, estarán exentos de esta reversión. Asimismo, se autoriza al Poder Ejecutivo nacional a negociar de mutuo acuerdo, en un plazo de seis (6) meses, con los titulares de contratos de asociación que hayan sido suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943, la reconversión de dichos contratos asociativos a permisos de exploración o concesiones de explotación de la ley 17.319 y sus modificatorias, según corresponda.

Emergencia Pública

El 6 de enero de 2002 el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Emergencia Pública que representó un profundo cambio del modelo económico vigente desde 1990 hasta esa fecha y derogó la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) que tuvo vigencia hasta 1991 y había establecido la paridad entre el peso y el dólar. Asimismo, la Ley de Emergencia Pública otorgaba al Poder Ejecutivo la facultad de dictar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica en la que la Argentina se encontraba inmersa. Entre estas facultades, se incluye la posibilidad de regular transitoriamente los precios de insumos, bienes y servicios. La situación de emergencia declarada por la Ley de Emergencia Pública ha sido parcialmente extendida hasta el 31 de diciembre de 2019 por la Ley N° 27.345, específicamente con respecto a la emergencia social según lo establecido por la Ley N° 27.200 (pero no con respecto a la emergencia económica que expiró el 31 de diciembre de 2017). El Poder Ejecutivo Nacional está autorizado para ejercer los poderes delegados por la Ley N° 25.561 hasta la fecha indicada.

Después de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, varias otras leyes y reglamentos han sido promulgadas para superar la crisis económica, incluyendo (1) la conversión a pesos de los depósitos, obligaciones y tarifas de los servicios públicos, entre otros, y (2) la imposición de los derechos de aduana a la exportación de hidrocarburos con instrucciones al Poder Ejecutivo para establecer alícuota aplicable del mismo. La aplicación de estas obligaciones y la instrucción al Poder Ejecutivo ha sido prorrogada hasta enero de 2017 por la Ley N° 26.732.

Emergencia Tarifaria y Energética

Por medio de la Ley de Solidaridad y su Decreto Reglamentario, a partir del 27 de diciembre del 2019 se estableció la Emergencia Pública en diversos sectores, incluyendo el tarifario y energético. Para más información ver “*La Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública.*” en la presente Sección.

Exploración y Producción

La Ley de Hidrocarburos establece el marco legal básico para la regulación de la exploración y producción de hidrocarburos en Argentina. La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo a

crear una política nacional para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos de la Argentina, con el principal objetivo de satisfacer la demanda doméstica.

Permisos y concesiones

Hasta principios de la década de 1990, el Estado Nacional administraba la mayor parte de las actividades relacionadas con los hidrocarburos, incluidos la exploración, la producción y el transporte. Si bien la Ley de Hidrocarburos, promulgada en 1967, le permitía al Estado Nacional otorgar concesiones y permisos de exploración al sector privado, dicha facultad rara vez fue ejercida. Asimismo, el Estado Nacional fijaba el precio.

Con la promulgación de la Ley de Reforma del Estado y Emergencia Económica, el sector de los hidrocarburos fue objeto de una desregulación. El nuevo marco normativo determinó que (i) se adjudicarían ciertas concesiones de explotación por medio de un proceso de licitación; (ii) podrían celebrarse acuerdos de asociación con YPF para explorar y explotar ciertas áreas productivas; (iii) se eliminarían los precios oficiales de crudo y productos refinados; y (iv) se desregularía el precio del gas en boca de pozo. Asimismo, se creó un ente regulador con la facultad de implementar el nuevo marco, ENARGAS, con competencia en materia de transporte, distribución, almacenaje y comercialización de gas natural.

La Ley N° 24.145 de Federalización de Hidrocarburos – Transformación Empresaria y Privatización, publicada el 6 de noviembre de 1992 (“**Ley de Federalización**”) dispuso, entre otras cosas, la transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado nacional a las provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de Doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base. Dicha transferencia tuvo un alcance limitado, puesto que quedaron exceptuadas de la misma las áreas que se encontraban asignadas a YPF Sociedad Anónima para sus actividades de exploración y/o explotación por sí, por terceros o asociada a terceros, las concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas a empresas privadas de conformidad a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de Reforma del Estado y Emergencia Económica y los Decretos N. 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89, vigentes a la fecha de entrada en vigor de la Ley de Federalización, y los permisos de exploración y concesiones de explotación que se otorgaren en el futuro, como consecuencia de la reconversión de contratos celebrados con respecto a áreas asignadas a YPF Sociedad Anónima. Asimismo, la ley condicionó el perfeccionamiento de la transferencia mencionada a la sanción de una ley que dispusiera las modificaciones que permitieran ordenar, adaptar y perfeccionar el régimen de la Ley de Hidrocarburos con relación a dicha transferencia, con excepción de ciertas áreas que habían sido cedidas a las provincias en virtud del Decreto 1055/89, cesiones que quedaron perfeccionadas con la promulgación de la Ley de Federalización.

En 1994, al reformarse la Constitución Nacional, se estableció, en su artículo que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio

Posteriormente, con la promulgación de la Ley N° 26.197 (en 2007), modificatoria de la Ley de Hidrocarburos, se concretó la transferencia a las provincias de las reservas de gas y petróleo situadas en sus respectivos territorios al establecer, en su artículo 1°, que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. En consecuencia se les otorgó a las provincias la facultad de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, administrar y designar a las autoridades de aplicación de dichos permisos y concesiones. Los permisos y concesiones ya otorgados por el Estado nacional a la fecha de promulgación de la ley fueron transferidos a las provincias correspondientes, según la ubicación de los yacimientos.



En 2012, la Ley de Expropiación declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y ordenó la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A. (para más detalle ver la sección “*La Expropiación de YPF*”)

En julio de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1277/2012 por medio del cual reglamentó la Ley de Expropiación, y derogó las disposiciones de los Decretos N° 1055/1989, 1212/1989 y 1589/1989, donde se estableció: (i) el derecho de disponer de la producción de hidrocarburos (tanto para el mercado interno como para exportación), (ii) la libre fijación de precios, y (iii) la exención de derechos, tasas y/o retenciones para la exportación e importación de hidrocarburos. A su vez, creó el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el que deben inscribirse las empresas del sector y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, cuya función principal será la de llevar adelante el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el marco del cual las empresas deben suministrar a la Comisión toda la información técnica, cuantitativa y/o económica que se solicite y que sea necesaria para evaluar el rendimiento del sector. Las empresas también deben presentar un Plan Anual de Inversiones conforme con el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El referido Decreto también autoriza a la Comisión a publicar precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y las ventas, y precios de referencia de combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. La Comisión puede aplicar distintos tipos de sanciones por incumplimiento.

En 2014, el Congreso argentino sancionó la Ley N° 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos en ciertos aspectos relacionados primordialmente con la exploración y la producción de hidrocarburos no convencionales (que no estaban regulados por la ley anterior), la prórroga de las concesiones y las tasas de regalías.

En lo pertinente a los permisos de exploración, los plazos de los permisos de exploración con objetivo convencional se dividen en dos (2) períodos de hasta 3 años cada uno más una prórroga discrecional de hasta 5 años. Por lo tanto, el plazo máximo de los permisos de exploración se reduce de 14 años a 11 años.

En el caso de la exploración con objetivo no convencional, el plazo de los permisos se divide en dos períodos de 4 años, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, lo que otorga un plazo máximo de 13 años. En el caso de los permisos para exploraciones costa afuera, el plazo se divide en dos períodos de hasta 3 años (con una prórroga de 1 año en cada período) y una prórroga de hasta 5 años, lo que otorga un plazo máximo de 13 años.

En cuanto a la concesión de explotación convencional de hidrocarburos, el plazo se mantuvo en 25 años. En el caso de la explotación no convencional, se otorga un plazo de 35 años que incluye un período de plan piloto de hasta 5 años. Las concesiones de explotación costa afuera se otorgan por períodos de hasta 30 años. En el anterior régimen de la Ley de Hidrocarburos, las concesiones solo podían prorrogarse una vez por un plazo de 10 años. La Ley N° 27.007 establece que pueden solicitarse prórrogas sucesivas de las concesiones de explotación por un plazo de 10 años de duración cada una. Incluso las concesiones vigentes a esa fecha y las que ya hayan sido prorrogadas pueden prorrogarse nuevamente.

Con respecto a las áreas reservadas y al método de registración, la Ley N° 27.007 elimina la posibilidad de que el gobierno federal o las provincias reserven áreas para la explotación por parte de entidades o empresas públicas o con participación estatal a partir de la fecha de entrada en vigor de la Ley N° 27.007. No obstante, los contratos ya celebrados por dichas entidades provinciales o empresas para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas siguen sujetos a las normas vigentes antes de la sanción de la Ley N° 27.007.

Con respecto a los permisos de exploración y las concesiones de explotación, la Ley N° 27.007 actualiza los valores del canon correspondiente. En el caso de los permisos de exploración, se establece la posibilidad de compensar hasta el 90% con las inversiones realizadas en la exploración durante el segundo período del plazo y de la prórroga, según corresponda. Posteriormente, el Decreto N° 771/20 actualizó nuevamente los valores del canon, estableciendo dichos valores como montos equivalentes a determinados volúmenes de petróleo crudo por kilómetro cuadrado de modo tal que, en adelante, se actualicen automáticamente de acuerdo a la evolución del precio el petróleo crudo.

En cuanto a las regalías, se mantiene la tasa general del 12% prevista en la Ley de Hidrocarburos. Como en la ley anterior, se mantiene la posibilidad de reducir las regalías hasta el 5% en casos excepcionales, así como la posibilidad de que corresponda el pago de una regalía adicional de hasta 3% en las siguientes prórrogas. También se introduce el límite máximo de 18% para las regalías en todos los casos. Asimismo, se contempla la posibilidad de que el concesionario aplique una reducción de regalías de hasta el 50% en proyectos (i) de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo; (ii) de explotación de petróleo extra pesado; y (iii) de explotación costa afuera.

El 4 de enero de 2016, el Estado nacional dictó el Decreto N° 272/2015 que disolvió la Comisión y transfirió las tareas y las facultades de la Comisión al Ministerio de Energía y Minería.

En virtud de la Ley de Hidrocarburos vigente, son absolutamente nulos (i) los permisos o concesiones otorgados a personas impedidas, excluidas o incapaces para adquirirlos, conforme a las disposiciones de esta ley; (ii) las cesiones de permisos o concesiones realizadas en favor de las personas aludidas en el inciso precedente; (iii) los permisos y concesiones adquiridos de modo distinto al previsto en esta ley; y (iv) los permisos y concesiones que se superpongan a otros otorgados con anterioridad o a zonas vedadas a la actividad petrolera, pero sólo respecto del área superpuesta.

En segundo lugar, los permisos y las concesiones pueden caducar antes de finalizado el plazo cuando media (i) falta de pago de los derechos de superficie anuales, después de tres meses del plazo de pago convenido; (ii) falta de pago de regalías, dentro de los tres meses de la fecha en la que opera su respectivo vencimiento; (iii) incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversión, obras o beneficios especiales; (iv) omisión de proporcionar la información que exige la ley, de permitir inspecciones legales o de cumplir con las normas operativas; (v) incumplimiento de los deberes previstos en los artículos 22 y 32 de la ley; (vi) declaración de quiebra del titular; (vii) fallecimiento del titular o cierre de la sociedad titular del permiso o la concesión, sujeto a determinadas excepciones; y (viii) incumplimiento del deber de transportar hidrocarburos de acuerdo con el artículo 43, u omisión de efectuar las contribuciones previstas en el mismo.

Previo a la decisión administrativa de poner fin a un permiso o concesión, el organismo de aplicación debe darle al titular la oportunidad de subsanar el incumplimiento en cuestión dentro de un plazo especificado.

Finalmente, los permisos y concesiones pueden caducar por operar el vencimiento del plazo original o a instancias del concesionario. Un concesionario puede solicitar la cancelación de todo o una parte del permiso o la concesión que posee. En caso de que se solicite la cancelación parcial, las obligaciones aplicables se reducirán en forma proporcional.

Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gas

La Ley de Hidrocarburos (según fue modificada por la Ley 27.007), artículo 28, otorga a los concesionarios de explotación el derecho de obtener concesiones de transporte por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, admitiendo la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta diez (10) años cada una, aclarándose en el artículo 40, que el

concesionario de explotación deberá obtener una concesión de transporte cuando las instalaciones de transporte que opere excedan los límites del área de la concesión de explotación, en tanto que la obtención de una concesión será optativa cuando las instalaciones no excedan dichos límites. Según el Decreto 115/19, las concesiones de transporte “puras” (no solicitadas por un concesionario de explotación en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, sino otorgados por concurso público, en los términos de la Sección 5ª del Título II de dicha ley) tienen un plazo de 35 años, también renovables por períodos sucesivos de hasta diez (10) años cada uno.

El concesionario de transporte está obligado a transportar hidrocarburos en nombre de terceros, sobre una base no discriminatoria y a título oneroso, tal obligación resulta de aplicación sólo en la medida en que registre excedente de capacidad disponible, y una vez satisfechos sus propios requerimientos de transporte.

De conformidad con la a Ley de Federalización y la Ley 26.197, el Estado nacional será la autoridad concedente respecto de todas las instalaciones de transporte de hidrocarburos que cubren dos o más provincias o que están destinadas directamente a exportaciones. En cambio, las provincias son las autoridades concedentes de las concesiones de transporte cuyos límites comiencen y finalicen en la misma jurisdicción provincial y que no estén directamente destinados a exportaciones.

El Decreto N° 44/91 del Poder Ejecutivo Nacional reglamenta el transporte de hidrocarburos realizado por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos

Las tarifas de transporte están sujetas a la aprobación del ENARGAS o de la Secretaría de Energía, dependiendo de si se trata de transporte de gas natural o de petróleo crudo, respectivamente.

Operado el vencimiento o producida la rescisión de la concesión de transporte, la propiedad de los oleoductos, gasoductos e instalaciones afines será transferida a título gratuito, al Estado nacional o provincial, según corresponda.

El 7 de febrero de 2019, a través del Decreto N° 115/2019, se modificaron 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, estableció que la tarifa de transporte podrá ser revisada en un período de cinco años, si es requerido por el concesionario de transporte.

Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural. Para mayor información véase el apartado “*Gas Natural - Transporte y Distribución*” en esta Sección.

Pago de regalías y canon

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación y de permisos de exploración deberán pagar una regalía al Estado Nacional o a la jurisdicción provincial que correspondiere. En el caso de las concesiones, las regalías son fijadas por la Ley de Hidrocarburos desde 12% hasta 18% del valor estimado de la producción en boca de pozo basados en los precios en los puntos de entrega, menos transporte, costos de tratamiento y otras deducciones. En el caso de las concesiones de explotación, la escala de las regalías es

inicialmente fijada en un máximo de 12% pudiendo incrementarse un 3% por cada prórroga, hasta un máximo de 18%. En relación con las regalías de los permisos de exploración, son fijadas en un máximo del 15% mensual y no se incrementa con las prórrogas. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, estas tasas de regalías pueden ser reducidas considerando la productividad y el tipo de producción en cuestión. No obstante lo anterior, en concesiones extendidas antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007, las condiciones anteriores (es decir, regalías de entre un mínimo de 5% y un máximo de 12% mensual) continúan en vigencia. Sin embargo, las concesiones otorgadas antes de la entrada en vigencia de la Ley 27.007 cuyos plazos fueron prorrogados antes de la sanción de dicha ley incluyeron, como condición para el otorgamiento de las prórrogas, la obligación del concesionario de realizar ciertos pagos adicionales calculados como porcentajes sobre la producción, de entre 3% y 6%.

Por otra parte, de conformidad con la Resolución N° 435/04 emitida por la Secretaría de Energía de la Nación, si un concesionario asigna producción de crudo para llevar a cabo procesos industriales en sus plantas, el mismo concesionario deberá acordar con las autoridades provinciales, o en su caso el Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía), cuando corresponda, el precio de referencia a utilizar para el cálculo de las regalías.

Además, en virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual por cada kilómetro cuadrado o fracción del área del permiso o la concesión y que varía dependiendo de la fase de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. El Decreto N° 771/20 dispuso los valores de canon actualmente vigentes, los cuales fueron establecidos como montos equivalentes a determinados volúmenes de petróleo crudo por kilómetro cuadrado.

Caducidad de permisos de exploración y concesiones de explotación

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o de transporte pueden caducar ante cualquiera de los siguientes hechos:

- (i) falta de pago de una anualidad del canon respectivo dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento;
- (ii) falta de pago de regalías dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento;
- (iii) incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversión, trabajo o ventajas especiales;
- (iv) por trasgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación correspondiente o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;
- (v) en el caso de permisos de exploración, la falta de solicitud de la concesión de explotación dentro de los 30 días de determinada la existencia de cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos;
- (vi) la quiebra del titular del permiso o concesión;
- (vii) el fallecimiento o la finalización de la existencia legal del titular del permiso o concesión; o
- (viii) si no se transportare hidrocarburos para terceros sobre una base no discriminatoria o la violación reiterada de las tarifas autorizadas para ese transporte.

La Ley de Hidrocarburos establece además que, de manera previa a la declaración de caducidad, la autoridad de aplicación deberá otorgar al concesionario que hubiere incumplido, un período para la subsanación de la infracción que será determinado por el Ministerio de Energía y Minería

de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) y/o las autoridades provinciales competentes.

Cuando una concesión vence o concluye, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasan automáticamente a la Provincia donde el reservorio está ubicado o al Estado Nacional en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal (es decir, ubicados en la plataforma continental o más allá de las 12 millas marinas offshore), sin indemnización a favor del titular de la concesión.

La Ley de Hidrocarburos, conforme fuera modificada por la Ley N° 27.007, establece que las solicitudes de prórroga deben ser presentadas por lo menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión. No obstante, es una práctica de la industria comenzar el proceso con mucha anterioridad, tradicionalmente, tan pronto como la factibilidad técnica y económica de los nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de la concesión se hagan visibles.

En el caso de la Emisora, en 2010, Petrobras Argentina solicitó al Instituto de Energía de Santa Cruz la prórroga de las concesiones en las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz II que vencían en noviembre de 2017. La Emisora, en su carácter de cesionaria del negocio de Petrobras Argentina en la cuenca Austral, luego de su adquisición, prosiguió dicho trámite. Con fecha 22 de noviembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz la Ley N° 3.500, en virtud de la cual la legislatura de la Provincia de Santa Cruz ratificó el Acuerdo de Prórroga y el Decreto de Prórroga, extendiendo el plazo hasta noviembre de 2027. Por otra parte, en 2012, la Emisora solicitó a la Secretaría de Energía de Neuquén, la extensión del plazo del permiso de exploración del área “Angostura”. La prórroga de la concesión sobre el área Laguna de los Capones fue concedida bajo el Acuerdo de Prórroga, extendiendo el plazo de vigencia hasta abril de 2026. Respecto al área Angostura, en noviembre de 2017, la Emisora celebró con la Provincia de Río Negro un acuerdo para la extensión del plazo del primer período exploratorio por un plazo de dieciocho meses contados a partir de la entrada en vigencia del acuerdo que tuvo lugar el 8 de mayo de 2018, mediante el Decreto N° 482 dictado por el Poder Ejecutivo Provincial.

En la segunda mitad de 2017, la Emisora incorporó un segundo equipo de perforación e implementó exitosamente pruebas piloto para un programa de exploración y producción de gas natural en las arenas compactas de Santa Cruz. Luego del éxito de esta prueba, la Emisora se ha centrado en la producción de gas de baja permeabilidad (tight gas) y otras formas de gas natural de reservorios no convencionales. Adicionalmente, el 31 de octubre de 2017, la Emisora celebró dos acuerdos de *farm-out* con Echo Energy para la exploración y explotación de ciertas áreas de la Cuenca Austral. Ver “*Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios—Acuerdos de farm-out con Echo Energy*” en este capítulo.

A partir del éxito de las pruebas piloto para el desarrollo de yacimientos no convencionales sobre el Área “Campo Indio Este-El Cerrito”, la Emisora presentó durante el 2017, ante el ex Ministerio de Minería y Energía (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía) una solicitud para aplicar al “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (Resolución MINEM N° 46-E/2017), la cual estaba destinada para Cuenca Neuquina. Finalmente, el 27 de enero de 2018, el gobierno aprobó la inclusión de la Emisora en el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional mediante la Resolución N° 38/2018, siendo a la fecha de este Prospecto una de las seis compañías que completaron exitosamente el proceso de solicitud y revisión, transformándose así en el único proyecto fuera de Cuenca Neuquina en ser aceptado bajo este programa. Entre enero de 2017 y diciembre de 2019 la producción de gas no convencional de la Emisora aumentó aproximadamente un 1.724%, y la Emisora planea seguir invirtiendo en esta área. El referido programa de estímulo a la producción no convencional venció en 2021. Ver “*Factores de Riesgo - Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en*

Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones” en este Prospecto.

Presentación de informes y certificaciones sobre reservas hidrocarburíferas probadas

La Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 324/06 estableciendo que los titulares de permisos de exploración y concesiones de hidrocarburos debían presentar ante esa agencia detalles de sus reservas probadas existentes en cada una de sus áreas, cada año, con la certificación de un auditor externo de reservas. Los titulares de concesiones de hidrocarburos que exportaren hidrocarburos tienen la obligación de certificar sus reservas comprobadas de hidrocarburos.

Marcos regulatorios provinciales de Santa Cruz, Río Negro, Mendoza y Salta aplicables a la Emisora

Como resultado de la transferencia del dominio originario de los yacimientos mencionada y la consecuente facultad de otorgar permisos y concesiones sobre éstos y de controlar los permisos y concesiones en cuestión, algunas provincias han emitido sus propios marcos regulatorios del sector hidrocarburífero, aplicables a las actividades de dicho sector que tienen lugar dentro de sus respectivas jurisdicciones, tal el caso de la exploración y explotación de yacimientos. Conforme con cierta jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en la medida en que dichos marcos regulatorios se aparten de o contradigan a las normas federales sobre hidrocarburos (por ejemplo, al prever una base de cálculo de regalías diferente a la regulada a nivel nacional o prever causales de caducidad de concesiones diferentes a las establecidas en las normas federales), y no sean simples reglamentaciones locales tendientes a aplicar en el ámbito provincial las facultades transferidas por el Estado Nacional, aquellos deberían ser declarados inconstitucionales.

Es posible que las autoridades de las provincias en las cuales la Emisora realiza actividades, pretendan aplicarle a ésta disposiciones locales reguladoras del mercado de los hidrocarburos, sobre temas ya regulados por normas federales o cuya regulación incumbe exclusivamente a las autoridades nacionales; en este caso, si dichas disposiciones locales fueran contrarias a las disposiciones federales, o efectivamente hayan regulado cuestiones reservadas exclusivamente a las autoridades nacionales, y su aplicación causara un perjuicio a la Emisora, ésta podría iniciar acciones a los efectos de obtener la inaplicabilidad de dichas normas locales y que se declare su inconstitucionalidad, debido a que el dominio provincial sobre los hidrocarburos no significa necesariamente jurisdicción sobre los mismos, es decir, facultad de reglamentar la industria.

La Emisora, por sí y a través de su Subsidiaria, realiza actividades de exploración y explotación en yacimientos ubicados en Santa Cruz, Río Negro y Salta, en virtud de concesiones de explotación propias así como a través de acuerdos, tales como uniones transitorias de empresas, con otras empresas titulares de concesiones de explotación o permisos de exploración.

Las Provincias de Santa Cruz, Río Negro y Salta no cuentan con un marco regulatorio general como Neuquén, sino que aplican en lo sustancial el régimen federal, y normas locales dispersas reguladoras del mercado hidrocarburífero.

Asimismo, cabe señalar que las Provincias de Santa Cruz y Río Negro han ratificado y reafirmado –en forma expresa–, a través de sus organismos competentes, el pleno ejercicio por parte de las mismas del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran ubicados en su territorio y en el lecho y subsuelo del mar territorial ribereño, en el marco de toda la normativa de la Ley de Hidrocarburos, la Ley N° 26.197 y la Ley N° 27.007, y declarando la utilidad pública e interés social a toda actividad

hidrocarburífera que se desarrolle en el territorio provincial, en los términos de la Ley de Hidrocarburos, sus modificatorias y complementarias, a todos los efectos legales que correspondan.

Sin embargo, en el caso de la Provincia de Santa Cruz, se han dictado leyes especiales para regular algunos aspectos de la actividad hidrocarburífera. En particular, la Ley N° 3117 (sus modificatorias y complementarias) regula el procedimiento que deben seguir las concesionarias a fin de obtener la prórroga del plazo de las concesiones.

De acuerdo a lo previsto en dicha Ley, a los fines del otorgamiento de la prórroga, las concesionarias deben presentar ante el Instituto de Energía de Santa Cruz (IESC) la propuesta económica y el inventario de pasivos ambientales respecto de las concesiones a prorrogar. Por otra parte, el otorgamiento de la prórroga se instrumentará mediante un acuerdo que deberán suscribir el Poder Ejecutivo Provincial y el o los titulares de las concesiones a prorrogar que deberá contener los siguientes compromisos y obligaciones para las concesionarias: (i) canon de prórroga; (ii) canon extraordinario de producción; (iii) compromiso de inversión en infraestructura social; (iv) canon mensual por renta extraordinaria; (v) inversiones en exploración y explotación; (vi) inversiones en exploración complementaria; (vii) canon por servidumbre; (viii) tasas municipales; (ix) aportes al fondo para el fortalecimiento institucional; y (x) aportes al fondo de capacitación.

Asimismo, cabe mencionar la Ley 3.655 de la misma provincia, promulgada 7 de agosto de 2019 que establece un Sistema de Medición de Producción Hidrocarburífera. Mediante la misma se adhiere a una resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, para con dicho régimen regular el eficiente el control y la transmisión de información concerniente a la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Provincia, en tiempo real, a la Autoridad de Aplicación Provincial, previéndose multas aplicables a las empresas que no cumplan con dicho régimen.

Por otro lado, Subsidiaria realiza actividades de exploración y explotación en yacimientos ubicados en Mendoza.

La Provincia de Mendoza dictó una ley de hidrocarburos provincial (Ley N° 7521, del 19 de abril de 2006). La ley ratifica que los yacimientos hidrocarburíferos pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado provincial y dispone la aplicación supletoria de la Ley de Hidrocarburos y sus normas complementarias y reglamentarias, para los aspectos que no se hallen regulados en la ley provincial. La ley provincial se alinea, en general, con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, aunque algunas de sus disposiciones han quedado desactualizadas frente a la normativa dictada en el ámbito nacional con posterioridad, como ser, a modo de ejemplo, las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos referidas a Concesiones de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales, para las cuales se aplica la Ley de Hidrocarburos conforme la misma fue modificada por la Ley N° 27.007, o la regulación referida al monto que los permisionarios y concesionarios deben pagar en concepto de canon, para lo cual se aplica el Decreto del Poder Ejecutivo nacional N° 771/20, posterior al dictado de la ley provincial.

Regulación del mercado

Panorama general

Los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/89 (“**Decretos de Desregulación**”) establecieron regulaciones mediante las cuales se dispuso la desregulación integral progresiva de la industria hidrocarburífera, basado en el cumplimiento de un plan de crecimiento de la producción de hidrocarburos para incrementar las reservas del país y realizar una equitativa participación en la distribución de la renta petrolera, sujeto a ciertas condiciones, como las que se detallan a continuación:

- los titulares de concesiones de explotación, tenían el derecho de producir y adquirir la propiedad de los hidrocarburos que extraen; y
- los titulares de concesiones de explotación tenían el derecho de mantener en el exterior el 70% de los fondos obtenidos de las exportaciones de hidrocarburos, sujeto a la condición de que 30% restante fuera ingresado y liquidado a través del MULC.

Cabe destacar que la Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional a regular el mercado del petróleo y del gas, con la obligación de anticipar todas las futuras regulaciones a las exportaciones con una antelación de 12 meses, y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante los periodos en que el Poder Ejecutivo encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Asimismo, si el Poder Ejecutivo restringiere la exportación de combustible crudo y productos o la libre disponibilidad del gas natural, los Decretos de Desregulación establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, que en el caso del petróleo crudo y productos no puede ser inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar.

No obstante lo expuesto, el Decreto N° 1277/12 derogó las principales regulaciones de los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/89, en particular el artículo 5, inciso d) y 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. En efecto, el Decreto N° 1277, reglamentario de la Ley N° 26.741, creó el “Régimen de Soberanía Hidrocarburífera”. Bajo el Decreto mencionado, se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que, entre otras cosas, se encontraba facultada a publicar precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable, entre otras facultadas.

Posteriormente, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 272/2015 en virtud del cual disolvió la Comisión, transfiriendo sus facultades al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía), y abolió la facultad de publicar precios de referencia de los componentes de costos y precios de venta de los hidrocarburos, entre otras medidas. Para más información, véase el apartado “Decreto N° 1277/2012 – Régimen de Soberanía Hidrocarburífera” en esta Sección. A continuación se detallan las principales regulaciones en materia de explotación y comercialización de hidrocarburos.

Precio del petróleo crudo y del combustible

Con motivo de las diferencias existentes entre los precios locales e internacionales del petróleo y el impacto de dicha diferencia en el precio local del combustible, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) promovió en el mes de enero de 2017 la firma de un “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina” entre los productores y refinadores locales de petróleo. El acuerdo tuvo una vigencia de 12 meses, contados a partir del 1° de enero del 2017.

El objetivo del mencionado acuerdo (el cual ha sido suscripto por la Emisora) fue acercar los valores de los precios del crudo tipo Medanito y Escalante que ofrecen los productores locales a los estándares de precios internacionales para esos tipos de crudo, y como contraprestación de ello, las refinerías locales se comprometieron a adquirir de los productores volúmenes de crudo equivalentes a los volúmenes adquiridos en el año 2014.

El acuerdo fijó un punto de partida del precio del crudo Medanito (que se extrae en la cuenca neuquina) a US\$59,4 por barril, mientras que el Escalante (Golfo de San Jorge) se estableció en US\$48,3 por barril. Hubo una curva descendiente hasta julio 2017 y luego los valores, en US\$55 y US\$47 dólares respectivamente, quedaron fijos hasta diciembre.

Asimismo, se estableció como precio de referencia del petróleo los US\$45 por barril y como tipo de cambio de referencia un rango que tuvo como mínimo los \$15,50 por US\$1 y un máximo de \$20 por US\$1.

Si durante la vigencia del acuerdo, el precio internacional del Brent era inferior al precio de referencia o si el tipo de cambio variaba fuera del rango establecido como referencia durante diez días hábiles consecutivos, el acuerdo debía renegociarse.

Por otra parte, se estableció que si durante la vigencia del acuerdo el precio en el mercado local quedaba por debajo del internacional, su vigencia se suspendería, toda vez que ya se habrían alcanzado los precios internacionales. No obstante, se reanudaría su vigencia si se verificase durante diez días hábiles consecutivos una caída del precio internacional por debajo de los precios del Medanita previstos en el acuerdo.

En este sentido, en septiembre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) comunicó, con efectos a partir del 1° de octubre de 2017, la suspensión de la vigencia del acuerdo, dado que durante diez días consecutivos se verificó una cotización del precio internacional del Brent inferior a la del precio del Medanita en el mercado local.

Asimismo, el acuerdo previó restricciones a la importación de petróleo por las refinadoras. Dichas compañías, podían importar sólo si previamente requerían los volúmenes adicionales a los productores locales.

Dicho acuerdo expiró, y el promedio de los precios locales del crudo estuvieron en el rango de US\$54 a US\$56 por barril al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2019.

Posteriormente, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019 del ex Presidente de la Nación, Mauricio Macri, en Acuerdo General de Ministros, de fecha 15 de agosto de 2019 y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el “**Decreto 566/2019**”), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el “Período de Vigencia del Decreto 566/2019”) (i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019 deberían 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 \$45,19 por US\$1,00 y un precio de referencia Brent de US\$59,00 por barril; (ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, no podría ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019; (iii) que durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberían cubrir, a los precios establecidos en el Decreto 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y (iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina, deberían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

En relación al precio internacional del petróleo, este cayó un 66% en el primer trimestre del año 2020, y en abril, el barril de crudo estadounidense WTI llegó a cotizar por debajo de cero. Ello se debió a que la capacidad de almacenamiento de petróleo se encuentra cerca de su límite por, entre otros motivos, la crisis mundial por la pandemia del COVID 19, el fin del acuerdo sobre las cuotas de producción entre Rusia y Arabia Saudita.

El 14 de diciembre de 2019, ya durante la gestión de la administración actual, el gobierno decretó un cambio en la regulación de los derechos de exportación, eliminando el valor máximo de \$4 por cada dólar exportado y dejando de este modo la alícuota fija en 12%.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley de Solidaridad, que declaró la emergencia pública, entre otras, en materia tarifaria y energética, hasta el 31 de diciembre de 2020, y dispuso la suspensión por 180 días de los efectos de los últimos acuerdos de Revisión Tarifaria Integral incluyendo, en particular, los aumentos a las tarifas de gas natural previstos de conformidad con aquellos. Dicha suspensión fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de 180 días con el Decreto N° 543/2020, y el 17 de diciembre de 2020 por otros 90 días adicionales con el Decreto N° 1020/2020, hasta marzo de 2021. El 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública, que se celebró el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes.

Asimismo, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no puede superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, esta ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o gravadas al 0% a esa fecha; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Con posterioridad a ello, mediante el Decreto N° 488/2020 el Estado Nacional estableció la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía según el precio internacional (Brent) de acuerdo a lo siguiente: (i) es 0% si el precio internacional es 45 US\$/bbl o menor, (ii) 8% si el precio internacional es 60 US\$/bbl o superior, y (iii) se determina mediante la fórmula: $(\text{Precio Internacional} - 45) / 15 \times 0.08 \%$ si el precio internacional es superior a 45 US\$/bbl e inferior a 60US\$/bbl.

Adicionalmente en el mismo Decreto N° 488/2020, debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la epidemia de COVID-19 y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, el Estado Nacional reguló el precio de venta para el mercado interno, estableciendo 45 US\$/bbl para el crudo Medanito y los diferenciales habituales respecto a este crudo para las demás calidades. La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota determinable mediante la fórmula antedicha y que llega hasta el tope máximo del 8% cuando el precio internacional supera los 60 US\$/bbl. Ver *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - La anterior administración implementó medidas significativas para resolver la actual crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo”* y *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”* en este Prospecto.

Para mayor información ver *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas - Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.”*

Con la Ley de Solidaridad se dispuso la suspensión por 180 días de la Revisión Tarifaria Integral, y se realizó un congelamiento de las tarifas por el mismo plazo. Para más información, ver *“Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.”*

Gas Natural - Transporte y Distribución

En junio de 1992, se sancionó la Ley N° 24.076 (marco regulatorio del gas natural), en virtud de la cual se aprobó la privatización de Gas del Estado S.E. y se dividió el sistema de transporte de gas en dos sistemas troncales sobre una base geográfica, en lugar de cinco sistemas troncales como se organizaba anteriormente, los cuales son operados por dos compañías (TGN y Transportadora de Gas del Sur S.A.). Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires.

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como la Emisora, así como cualquier otro cargador interesado, tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Se construyeron gasoductos transfronterizos para interconectar Argentina, Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay y productores, como la Emisora, han exportado gas natural a los mercados chilenos y brasileros en la medida en que lo permitió el Estado Nacional. Las exportaciones de gas natural requieren la autorización de la autoridad de aplicación, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 de la Ley 24.076. En los años 2000 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición N° 27/04 de la Subsecretaría de Combustibles y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 8/2017, a través de cual se estableció un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de importación. Los permisos se prorrogarían por un período máximo de dos años y estarían sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del gobierno.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 3 del Decreto reglamentario de la Ley N° 24.076, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el Ministerio de Minería y Energía una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el Ministerio de Minería y Energía, previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones

que emita el Ministerio de Minería y Energía podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno.

Cabe destacar que las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016, el que establece que en los supuestos de exportaciones temporarias destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquéllas que sean necesarias para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno argentino permitiendo el aumento de la producción de origen local, la autorización de exportación será emitida por el Ministerio de Energía y Minería, una vez evaluadas las solicitudes de conformidad con la normativa vigente. Asimismo, el Ministerio de Energía y Minería podrá emitir las normas complementarias que resulten necesarias.

Durante 2018 y 2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 104/2018 (y sus modificatorias y complementarias, entre otras la Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y la Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), mediante la cual se estableció el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural, aplicable a las exportaciones que requieren autorización gubernamental en los términos del art. 3 de la Ley 24.076. Las clases de exportaciones contempladas en dicho procedimiento (conforme fuera modificado) son: (i) exportaciones en firme: son aquellas que se otorgan bajo condición firme, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural contengan obligaciones de entrega y recepción que no sean meramente discrecionales para las partes y que sólo pueden estar exentas de cumplimiento en caso de fuerza mayor.; (ii) exportaciones interrumpibles: son aquellas que se otorgan, bajo condición interrumpible, y se sustentan en ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural que no contienen obligaciones de entrega y recepción o, de contenerlas, éstas son discrecionales para las partes); (iii) intercambios operativos: son aquellas exportaciones que se otorgan para atender necesidades operativas de respaldo, urgencias operativas u otras similares que se presenten, y en la medida que la autoridad de aplicación lo considere necesario en cada caso, bajo la condición de que el solicitante asuma la obligación de reingresar al mercado interno volúmenes de gas natural iguales, o cantidades equivalentes de energía -conforme la equivalencia que establezca la autoridad de aplicación en oportunidad de otorgamiento de la autorización- dentro de un plazo no superior a doce (12) meses contados desde la fecha del primer envío al exterior; (iv) acuerdos de asistencia: son aquellas exportaciones que se otorgan para atender situaciones críticas y/o de emergencias en el suministro de gas natural, declaradas por autoridad competente de países vecinos o limítrofes, que requiera de acciones y medidas extraordinarias e inmediatas para controlar, minimizar o mitigar la emergencia, sin la condición de que el solicitante asuma la obligación de reingresar al mercado interno volúmenes de gas natural iguales, o cantidades equivalentes de energía. Estas exportaciones serán objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y estarán exentas del régimen de este procedimiento.

Más recientemente, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 360/2021, que aprobó un nuevo procedimiento aplicable a la autorización de exportaciones de gas natural, derogando el dispuesto por la Resolución 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Disposición 284/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles –reglamentaria de la resolución mencionada-. Entre las modificaciones incorporadas más relevantes, se destaca la incorporación de tres subcategorías dentro de la categoría de exportaciones en firme, prevista en la Resolución N° 104/2018 (conforme fuere modificada por la Resolución N° 417/2019). Estas subcategorías son:

(i) Exportaciones firmes Plan GasAr: Serán aquellas exportaciones promovidas por los productores adjudicados en el marco del Plan IV durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de los años calendarios 2021 al 2024. Dichas exportaciones serán

asignadas de manera prioritaria a toda otra nueva solicitud en condición firme y/o interrumpible. No se procesarán solicitudes cuyo precio mínimo a percibir en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte sea inferior al precio promedio ofertado en la primera ronda del Plan IV, y que las mismas no podrán ser cedidas bajo modalidad alguna;

(ii) Exportaciones Firmes como correlato de Inyecciones Adicionales en Invierno: Serán otorgadas a aquellos productores adjudicados del Plan IV que pongan a disposición en el período invernal para el que se solicita la exportación, inyecciones adicionales a la inyección comprometida en el marco de la Plan GasAr; y

(iii) Exportaciones Firmes para el caso de Excedentes en una cuenca productiva: Serán otorgadas para el caso de existencia de excedentes comprobados en una cuenca productiva determinada, siempre que no resulten útiles para abastecer demanda del mercado interno desde dicha cuenca productiva. Estas autorizaciones podrán ser solicitadas por cualquier productor, sea o no adjudicatario del Plan GasAr.

Asimismo, en conexión con el Plan GasAr, la Resolución N° 360/2021 establece que los volúmenes solicitados para la exportación en condición firme que sean finalmente autorizados a exportarse serán detraídos de la cantidad máxima diaria de los contratos en el marco del Plan GasAr entre CAMMESA y los productores autorizados a exportar. Dicha detracción operará de manera definitiva durante todo el plazo de vigencia de la autorización de exportación.

En cuanto a las exportaciones interrumpibles, la Resolución N° 360/2021 establece que la Autoridad de Aplicación del régimen podrá restringir temporariamente su vigencia –tanto las otorgadas bajo el procedimiento de la Resolución 417/2019 como las nuevas-, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento previsto en el artículo 9 del Anexo de dicha resolución.

En este sentido, la Subsecretaría de Hidrocarburos deberá emitir una orden de interrupción dirigida a los productores autorizados a exportar y responderá al criterio de reducción prorrateada por zona de exportación. En dicha orden se deberán describir brevemente los hechos que ponen en riesgo el abastecimiento interno, el plazo por el cual se ordena la interrupción, el volumen de exportación a afectar, la cuenca afectada, y el nivel total o parcial de interrupción.

En caso de que el productor autorizado para exportar no cumpla con dicho requerimiento, la Autoridad de Aplicación podrá declarar la caducidad de la Autorización de Exportación de Gas Natural de carácter interrumpible.

Las tarifas del transporte de gas se encuentran reguladas por la Ley N° 24.076, la cual establece que las tarifas del transporte de gas natural incluyen los costos del transporte del gas natural más un margen y deben cubrir los costos operativos que sean razonables, impuestos y depreciaciones más una tasa de retorno razonable. Las tarifas del transporte de gas (y sus ajustes) son determinadas por el ENARGAS.

En febrero de 2016, TGN celebró un Acuerdo Transitorio con los Ministerios de Hacienda, Finanzas y Energía y Minería de la Nación que fijó las pautas básicas para una adecuación transitoria de sus tarifas y de una futura Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), sujeto a la celebración de un acuerdo de renegociación contractual integral.

En marzo de 2016, se dictó la Resolución N° 31/2016, en virtud de la cual el ENARGAS fue instruido a (i) renegociar con los titulares de licencias de transporte y distribución de gas, las tarifas dentro del plazo de un año a contar desde el 1° de abril; y (ii) ajustar las tarifas de actualmente en vigencia basado en la situación económica y financiera de los titulares de licencias de transporte y a cuenta del resultado de la renegociación indicada en el punto (i). En este sentido, en abril de 2016, el ENARGAS aprobó un incremento sustancial de las tarifas de transporte y distribución de gas, que variaba entre un 200% y 289% de aumento en función de la región y categoría de consumidores.

Dichas medidas implicaron fuertes aumentos en las boletas de gas a pagar por los usuarios, lo cual derivó en diversos amparos realizados por usuarios y asociaciones de usuarios y consumidores. Los amparos fueron concentrados en una sola acción colectiva por la Sala II de la Cámara Federal de la Plata en la causa “Centro de Estudios para la promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo colectivo”. Luego del fallo de Cámara que suspendió la vigencia de las resoluciones por haber sido dictadas sin audiencias públicas previas, por lo que el Gobierno Nacional apeló y la Corte Suprema de Justicia de la Nación falló el día 18 de agosto de 2016 por unanimidad (i) que para la fijación de tarifas de gas, la audiencia pública previa es de cumplimiento obligatorio, (ii) declarar la nulidad de las resoluciones cuestionadas para los usuarios residenciales, volviendo a los valores vigentes previos al aumento; y (iii) mantener la tarifa social creada en dichas resoluciones, en tanto y en cuanto ello resulte más beneficioso para los usuarios alcanzados por ellas.

Con respecto al régimen del gas, la Corte Suprema de Justicia de la Nación especificó que la audiencia pública siempre se debe hacer para el transporte y distribución del gas, por su naturaleza de servicio público y estar fijados monopólicamente de conformidad con la Ley N° 24.076.

Luego del mencionado fallo, el Estado Nacional, a través de ENARGAS, convocó a audiencias públicas mediante el dictado de la Resolución N° 3957/2016.

A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. En este sentido, el ENARGAS, basándose en las tarifas de gas aprobadas por la Resolución N° 212-E/2016, dictó la Resolución N° I/4053, restableciendo a partir del 7 de octubre de 2016 el aumento transitorio de las tarifas de TGN del 289%.

Posteriormente, con fecha 30 de marzo de 2017, TGN celebró con el Ministerio de Hacienda y con el Ministerio de Energía un acuerdo de renegociación integral de su licencia, cuya vigencia se mantuvo supeditada al cumplimiento de varias condiciones suspensivas, entre ellas, la aprobación del Poder Ejecutivo Nacional, previa intervención de la Sindicatura General de la Nación y ambas Cámaras del Congreso Nacional, previo dictamen de una comisión bicameral. En la misma fecha, TGN obtuvo un nuevo aumento transitorio promedio de tarifas del 49%, a cuenta del aumento mayor que aplicará como resultado de una revisión tarifaria integral llevada a cabo por el ENARGAS y contra la ejecución de inversiones obligatorias. El acuerdo contenía los términos y condiciones convenidos entre el Poder Ejecutivo Nacional y TGN para adecuar la licencia de este último, estableció las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017-2022 y concluyó el proceso de renegociación. Sus previsiones, una vez puesto en vigencia dicho acuerdo a partir de su ratificación por el Poder Ejecutivo Nacional, abarcaron el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la licencia.

El Decreto 599/19 y, posteriormente, la Ley de Solidaridad y el Decreto N° 1020/20 congelaron las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas natural y suspendieron la aplicación de la RTI acordada en 2017, tras lo cual se abrió un período de renegociación que podrá extenderse por hasta dos años, durante el cual se acordarán (o, eventualmente, el ENARGAS fijará) cuadros tarifarios transitorios hasta tanto se complete la renegociación (para más información, ver *“Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las*

nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.”.

Marco regulatorio del gas natural

MEG

En febrero de 2004, el Decreto N° 180/04 (i) creó el Mercado Electrónico del Gas (“**MEG**”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución; y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (posteriormente regulado por la Resoluciones N° 1146/04 y N° 882/05 de la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG. La Emisora, además de productora, es comercializadora de gas y es agente del MEG, en virtud del otorgamiento de licencia como Agente Libre de fecha 28 de marzo de 2018.

Procedimiento para Administrar el Suministro de Gas a fin de Satisfacer la Demanda Interna

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprobó el “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementaba nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación:

- las distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la demanda prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo 2007-2011;
- los productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. La Emisora no puede predecir la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007/2011;
- una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones; y
- en caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.
- En consecuencia, el procedimiento imponía la obligación de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. Con fecha 27 de mayo de 2011, la Emisora interpuso un reclamo impropio contra la Resolución N° 1410/2010 mediante el cual se impugnó dicho acto administrativo por haber sido dictado por un órgano incompetente, modificar unilateralmente –y en perjuicio de la Emisora– los términos del Acuerdo 2007-2011, y contravenir el régimen de libre disponibilidad de los hidrocarburos creado por los Decretos N° 1055/89, N° 1212/89, N° 1589/89 y N° 2731/93, y que forma parte de su derecho adquirido conforme el artículo 17 de la Constitución Nacional, por haber sido incorporados expresamente

en el título legal que otorgará las concesiones que posee la Emisora. A la fecha de este Prospecto, aún no ha sido resuelto el reclamo presentado por la Emisora.

- En junio de 2016, mediante el dictado de la Resolución MEyM N° 89/16 se definieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el Comité de Emergencia, citado ante emergencias operativas que pudieran afectar el normal abastecimiento de la Demanda Prioritaria.
- Un año después, en junio de 2017 se emitió la Resolución. ENARGAS N° 4502/17, la cual aprobaba el procedimiento para la administración del despacho en el Comité de Emergencia. En caso que no hubiera acuerdo, el ENARGAS definiría el abastecimiento considerando, para cada productor, las cantidades disponibles, habiendo descontando lo voluntariamente contratado con la Demanda Prioritaria, y asignando hasta alcanzar la proporcionalidad de cada productor y/o importador.
- Con fecha 18 de mayo de 2018, se emitió la Resolución ENARGAS N° 59/2018, con vigencia el invierno 2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. La vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 fue prorrogada por varias resoluciones hasta que, mediante la Resolución N° 354/21 (publicada el 28 de septiembre de 2021) se resolvió implementar, con carácter permanente, el “Procedimiento transitorio para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia” que fuera establecido en la mencionada resolución N° 59/18, hasta tanto entre en vigencia la nueva norma técnica NAG 601 – “Norma de despacho de gas natural” o aquella que corresponda.

En relación con las facultades del ENARGAS antes mencionadas, en 2017 la Subsidiaria interpuso un recurso de reconsideración solicitando la anulación de un acta de reunión del Comité de Emergencia en virtud de la cual se le requirió a la Subsidiaria la entrega de determinados volúmenes de gas a la distribuidora Camuzzi, a fin de cubrir la demanda prioritaria. En dicho recurso, la Subsidiaria alegó el impacto negativo de las resoluciones del ENARGAS que imponen la asignación de volúmenes por parte de los productores en favor de los distribuidores, afectando la posibilidad de vender libremente en el mercado, lo que podría ocasionar consecuencias perjudiciales en el flujo de ingresos de la Subsidiaria. A la fecha de este Prospecto, dicho recurso de reconsideración se encuentra pendiente de resolución.

Si bien la Subsidiaria siempre dio cumplimiento a lo ordenado por el Comité de Emergencia y el ENARGAS, se presentó el recurso mencionado a fin de dejar asentada la postura de la Subsidiaria sobre el tema. A la fecha de este Prospecto, las resoluciones del Comité de Emergencia imponiendo la asignación de volúmenes a distribuidoras de gas, como el caso de Camuzzi, no han afectado el cumplimiento de los compromisos de suministro asumidos por la Subsidiaria con sus contrapartes

Tarifas

En virtud de la Resolución N° 226/2014, del 4 de abril de 2014, la Secretaría de Energía estableció nuevos precios para los consumidores comerciales, residenciales y de GNC. Aquellos consumidores residenciales y comerciales que logran ciertos ahorros de consumo en comparación con el mismo período del año anterior serán: (i) excluidos; o (ii) sujeto a un incremento de los precios más bajos. Los usuarios industriales y centrales eléctricas están excluidos del incremento de precios. También se excluyen los consumidores atendidos por distribuidora Camuzzi Gas del Sur S.A. o sus sub-distribuidores.

Después de la revisión integral de la tarifa del gas, se celebraron los días 16, 17 y 18 de septiembre de 2016 las audiencias públicas. Como resultado, el 7 de octubre de 2016, Ministerio de Minería y Energía (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía) emitió la Resolución



Adrián Meszaros
Subdelegado

N° 212/2016, que establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y los nuevos aranceles de tarifas de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

La Resolución N° 212/2016 encarga a la Secretaría de Hidrocarburos, hasta que los precios del gas PIST se establezcan mediante la libre interacción de oferta y demanda, presentar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, una propuesta de precios de PIST de gas natural, cada uno a partir del 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, con base en los valores contemplados en el esquema de reducción de subsidios, ajustando para cada semestre el precio objetivo, según las condiciones de mercado en el momento de elaboración de los precios propuestos. Dicha propuesta se presentará con 30 días de antelación al inicio de cada semestre y con un informe que contenga la base de los ajustes o modificaciones propuestas.

Por otro lado, la Resolución N° 212/2016 encarga a ENARGAS que prevea las medidas necesarias para que el monto final, incluyendo impuestos, de las facturas emitidas por los distribuidores de gas a través de redes en todo el país, que los usuarios estén obligados a pagar sobre la base de consumos posteriores a la vigencia de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) establecidos en la presente resolución, no exceda de los montos máximos equivalentes a los porcentajes siguientes, considerados como porcentajes incrementales sobre la suma total, incluidos los impuestos, de la factura emitida al mismo usuario por el mismo período de facturación en el año anterior:

Se establece además que los límites de aumento establecidos anteriormente sobre los montos facturados finales se aplicarán siempre que el importe total de la factura supere el monto de pesos doscientos cincuenta (\$250).

En esa misma fecha, ENARGAS publicó las Resoluciones N° 4044/2016, 4045/2016, 4046/2016, 4047/2016, 4048/2016, 4049/2016, 4050/2016, 4051/2016, 4052/2016, 4053/2016 y 4054/2016, mediante las cuales aprobó las tablas tarifarias para los usuarios en diversas sociedades, entre ellas Transportadora de Gas del Norte SA y Transportadora De Gas del Sur SA.

El 16 de febrero de 2017, el Ministerio de Minería y Energía (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía) publicó la Resolución No. 29-E/2017, mediante la cual convocó una audiencia pública para considerar los nuevos precios del gas natural en PIST que se determinarían aplicar al semestre, Comenzando en abril de 2017. La audiencia tuvo lugar y el informe final de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos fue entregado al Ministerio de Energía y Minería.

El 27 de septiembre de 2018 ENARGAS aprobó a través de la Resolución N° RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, los nuevos cuadros tarifarios para TGN y TGM. El aumento semestral autorizado es de 19.67%, sobre la base de la evolución registrada entre marzo y agosto de los Índices de Precios al Consumidor.

Para fundar su Resolución, ENARGAS declaró que tuvo en cuenta las siguientes cuestiones: (i) la metodología de adecuación semestral de la tarifa incluida en el Anexo V de las Resoluciones que aprobaron la Revisión Tarifaria Integral, la que no fuera objeto de impugnación alguna por parte de las licenciatarias y que contempla la adecuada evaluación de Enargas en forma previa a cada ajuste semestral, (ii) lo establecido en las mismas resoluciones respecto al impacto en las economías familiares, todo lo cual tiene, entre otros fundamentos, la consideración de lo establecido por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo”, respecto a la necesidad de asegurar la certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad con el objetivo de evitar “restricciones arbitrarias o desproporcionadas a los derechos de los usuarios, y de resguardar la seguridad jurídica de los ciudadanos, (iii) lo indicado por distintos expositores en las últimas audiencias públicas respecto del ajuste semestral de la

tarifa a aplicarse; y finalmente (iv) lo establecido en la normativa vigente (Ley 24.076, Artículo 41), en cuanto que las tarifas de las licenciatarias se deben ajustar con indicadores que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Respecto al ajuste semestral, dicho indicador fue una ponderación de los Índices de Precios al Consumidor, Índice de Variación Salarial y el Índice de Costo de la Construcción.

El 31 de mayo de 2018, el Congreso argentino aprobó un proyecto de ley que, entre otras medidas, preveía la suspensión de cualquier aumento de los precios de los servicios públicos (incluido el gas natural). Sin embargo, en la misma fecha, el expresidente Mauricio Macri emitió un Decreto que vetaba dicho proyecto de ley.

El 29 de marzo de 2019 se determinó un incremento del 26% en las tarifas aplicables al servicio de transporte de gas natural, a partir del 1 de abril de 2019.

La Ley de Solidaridad estableció un congelamiento del aumento tarifario por un plazo de 180 días, a partir de su entrada en vigencia. Dicha suspensión de los aumentos de las tarifas fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de 180 días mediante el Decreto N° 543/2020 y luego extendida una vez más por el Decreto 1020/20, por 90 días adicionales.

Adicionalmente, el 23 de abril de 2020, ENARGAS emitió la Resolución N° 27/2020 que derogó la metodología para trasladar el precio del gas a las tarifas previsto por la Resolución N° 72/2019. Para mayor información ver “*Información de la Emisora - Emergencia Tarifaria y Energética*” en este Prospecto.

El 13 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 892/2020 que declara de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino y aprueba el “Plan De Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino–Esquema De Oferta Y Demanda 2020-2024”, también conocido como “Plan GasAr”. Para más información, ver “*Antecedentes Financieros – Plan GasAr*” en este Prospecto.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.591, cuyo artículo 91, deroga, a partir de su entrada en vigencia, al Decreto 1053/2018. La Emisora no prevé que la derogación del referido decreto tenga un efecto material adverso en los resultados de sus operaciones. Sin perjuicio de ello, y aún considerando que como resultado de la derogación del Decreto 1053/2018 el Estado ya no se encuentra obligado al pago de las restantes cuotas la Emisora considera que tal deuda continuará existiendo, y pasará a ser debida y pagadera por las distribuidoras de gas

En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral de las tarifas aplicables en el sector energético. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos entes reguladores para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional o, para el caso de no arribarse a tales acuerdos, para disponer adecuaciones igualmente transitorias de tarifas y/o la segmentación del universo de usuarios obligados al pago de aquellas. Asimismo, como ya fuera dicho, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó nuevamente el congelamiento de las tarifas pagaderas a las concesionarias y licenciatarias de transporte y distribuidoras de gas natural y energía eléctrica previsto por la Ley de Solidaridad (conforme fue sucesivamente prorrogado) por un plazo de 90 días adicionales.

En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020, el 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual la cual tuvo lugar el 16 de marzo de 2021 para tratar la adopción de acuerdos transitorios con las

concesionarias y licenciatarias, y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 18 de febrero de 2021 se publicó la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan GasAr.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, una transportadora de gas relacionada con la Emisora.

Asimismo, mediante las Resoluciones N° 235, 236 y 237 de la Secretaría de Energía se convocó a audiencias públicas para tratar: (i) la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica para el bienio 2022-2023; (ii) los nuevos precios de referencia estacionales del Precio Estacional de la Energía Eléctrica (“PEST”) que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022; y (iii) los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”), que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022. Dichas audiencias públicas fueron celebradas a través de plataformas digitales entre el 10 y el 12 de mayo de 2022.

Para más información, ver *Marco Regulatorio de la industria hidrocarburifera y del transporte de gas* en este Capítulo, *Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora* y *Antecedentes Financieros – Precios del Gas y Subsidios* en este Prospecto.

Términos y condiciones para el suministro del gas natural a distribuidores de gas a través de redes

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural (entre ellos, la Emisora) y IEASA, por solicitud del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), suscribieron los “Términos y Condiciones para la Provisión de Gas Natural a Distribuidores de Gas a través de Redes” (los “**Términos y Condiciones**”).

Los Términos y Condiciones establecieron las políticas básicas para garantizar el suministro adecuado de gas natural a los Distribuidores y, en consecuencia, a los consumidores finales residenciales y comerciales, la continuidad de la reducción gradual y progresiva de los subsidios. Los Términos y Condiciones se firmaron en el marco del proceso de normalización del mercado del gas natural, que establecieron que los Términos y Condiciones serán efectivos durante el “período de transición” a la normalización que se previó para el 31 de diciembre de 2019.

Entre otras disposiciones, los Términos y Condiciones reconocen el derecho de transferir el costo de adquirir gas a la tarifa pagada por los usuarios y consumidores y establecer el volumen que cada productor y cada cuenca deben poner a disposición diariamente a los distribuidores (quienes a su vez pueden expresar su falta de interés en recibir dichos montos antes de determinada fecha de cierre que será establecida en los Términos y Condiciones) durante cada mes. Además, los Términos y Condiciones: (i) establecen sanciones por el incumplimiento de cualquier parte de su obligación de tomar o entregar gas; (ii) establecer los precios máximos del gas en dólares

estadounidenses para cada cuenca por el período de dos años a partir de la ejecución de los Términos y Condiciones, que fueron significativamente más altos que los vigentes hasta este acuerdo; (iii) incluyen pautas de pago para las compras realizadas por los distribuidores a los productores y (iv) incluyen pautas para la terminación anticipada en caso de ciertas infracciones por las partes. De conformidad con los Términos y Condiciones, durante el período de transición, ENARSA asumió la obligación de suministrar la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

La brusca devaluación que sufrió el peso argentino en abril 2018 generó la imposibilidad del traslado a tarifas de dicho nuevo tipo de cambio a los precios establecidos en el marco de los Términos y Condiciones, resultando impracticables los acuerdos surgidos entre productores y distribuidoras en el marco de los Términos y Condiciones.

El 15 de noviembre de 2018, se emitió el Decreto 1053/18 el cual, en su Artículo 7, menciona que el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes 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.

Asimismo, facultó a ENARGAS para que determinara, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto N° 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas referidas en el párrafo anterior, el que se transferirá a cada prestadora en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado, de acuerdo a la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a treinta (30) días de plazo, Una vez percibida cada cuota, las prestadoras deben realizar inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados e informarlos y acreditarlos mensualmente ante el ENARGAS.

Esta directiva resultaría aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que se encontraran adheridos a este régimen, siempre que renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas. Posteriormente, el decreto N° 1053/18 fue derogado, habiéndose pagado una sola cuota de las compensaciones previstas en el mismo.

Los Términos y Condiciones constituyen pautas para todas las partes en la negociación de sus respectivos acuerdos individuales; sin embargo, los términos y condiciones son pautas y no obligaciones de las partes. La introducción de los Términos y condiciones brindan la posibilidad de previsibilidad sobre la demanda, ya que el gas natural para consumidores residenciales ya no se suministra a través de redireccionamientos o prioridades de inyección, sino que sigue las proporciones y las cantidades máximas establecidas en los anexos de los Términos y Condiciones, obligando a las empresas de distribución a adquirir gas natural para la demanda máxima en el mercado.

Además, en diciembre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) publicó la Resolución N° 508/2017 en la que se estableció el procedimiento para la compensación de los ingresos más bajos que las licencias del servicio de distribución de gas natural a través de las redes reciben de sus usuarios, como resultado de: (i) la aplicación de beneficios y / o descuentos a los usuarios como resultado de las regulaciones vigente en relación con las tarifas aplicables al servicio de distribución de gas natural a través de

redes; y (ii) los mayores costos del gas natural no contabilizado ("UNG") con respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, los licenciatarios de distribución deben informar al ENARGAS dentro de los términos establecidos en el mismo y sobre la base del consumo mensual analizado y, como declaración jurada, los montos requeridos para compensar las diferencias antes mencionadas. El mismo régimen de información fue adoptado por la UNG.

Por lo tanto, para calcular las compensaciones por el monto que no reciben por los descuentos en la facturación, así como por las diferencias UNG, se establece una compensación que resulta de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

Subasta para clientes del Segmento Residencial

Con fecha 8 de febrero de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía) emitió la Resolución 32/2019, en la cual se instruyó realizar un mecanismo de concurso de precios en MEGSA para la provisión de gas natural en condición firme para el segmento residencial, por un plazo de 12 meses contado a partir del 1 de abril de 2019.

Los volúmenes serían en invierno 2,5 veces los volúmenes de verano, los precios serían establecidos en dólares, pero serán convertidos a pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente en los cuadros tarifarios de las distribuidoras. El plazo de pago sería a los 65 días de finalizado el mes de entrega.

La Subasta fue realizada el día 14 de febrero de 2019, para las cuencas Neuquén y Austral, celebrándose contratos por 14,26 millones de metros cúbicos diarios, con precios entre US\$3,90 y US\$5,50/MMBTU. El precio promedio asignado fue de US\$ 4,62/MMBTU.

IEASA asumió la obligación de suministrar las ofertas por la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

Resolución N° 1/2013 - "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural"

El 14 de febrero de 2013 entró en vigencia la Resolución N° 1/2013 de la Comisión (disuelta por el Decreto N° 272/2015 y sus facultades transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación –actualmente, la Secretaría de Energía-). Dicha resolución creó el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" (el "**Plan Gas I**"). Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas estaban invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ante la Comisión antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir una compensación de hasta US\$7,5/MMBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013, y estaban sujetos a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Adicionalmente, la Comisión podrá dejar sin efecto un proyecto de aumento de la inyección total de gas natural previamente aprobado, en la medida que se verifiquen algunos de los siguientes supuestos: (i) la omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto N° 1.277/2012, y de sus normas o actos complementarias; (iii) el incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del 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, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos 180 días corridos; 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 tuvieron una disminución de precios y/o cantidades injustificada.

En 2013 la Comisión a través de la Resolución N° 3/2013 aprobó el “*Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural*” que establece los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas I y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen. Este reglamento establece, entre otras cuestiones, la forma de determinar la penalidad por incumplimiento de los valores mínimos de inyección total comprometidos.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no se encuentra inscrita en el Plan Gas I.

Resolución N° 60/2013 - “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”

En noviembre de 2013, la Comisión (a la fecha de este Prospecto, disuelta en virtud del Decreto N° 272/2015 y cuyas facultades fueron transferidas al Ministerio de Energía de la Nación) mediante el dictado de la Resolución N° 60/2013 creó el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (el “**Plan Gas II**”).

El objetivo principal del Plan Gas II fue aumentar la inyección de gas natural por parte de las empresas productoras que por sus escalas productivas y/o las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan, presenten una inyección reducida de gas natural a fin de incentivar la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas y lograr el autoabastecimiento energético en el mediano y largo plazo. La inscripción en el Plan Gas II presentada por la Emisora y UENE, como grupo económico, fue aprobada por la Comisión mediante la Resolución N° 134 de fecha 14 de julio de 2014.

El Plan Gas II estableció que el Estado Nacional –con fondos del Tesoro Nacional– debía pagar al productor beneficiario la diferencia entre (i) el precio promedio efectivamente percibido por el productor por los volúmenes inyectados y (ii) el precio promedio resultante de considerar el nivel de la inyección base (ajustado por una tasa anual de declive del 15%) a un precio fijo pre-establecido, y la inyección excedente (por ejemplo, volúmenes inyectados por encima de la inyección base ajustada) al precio marginal. El precio marginal que se aplicó para cada mes, presentó una variación según el nivel de inyección alcanzado en cada mes: US\$7,5/MMBTU (cuando la inyección efectiva supere la inyección base no ajustada por declive) y entre US\$4 y 6/MMBTU (cuando la inyección efectiva sea inferior a la inyección base no ajustada pero superior a la inyección base ajustada). El monto de esta compensación se determinó en forma mensual en dólares y se abonó trimestralmente en pesos al tipo de cambio referencia publicado por el Banco Central, de conformidad con lo previsto por la Comunicación “A” 3500, correspondiente al último día hábil del período mensual en que se efectuó la inyección excedente de gas natural. Por el contrario, cuando la inyección efectiva estuvo por debajo de la inyección base ajustada, el productor debió abonar al Estado Nacional por los volúmenes en defecto el promedio ponderado del precio de importación a la República Argentina del gas natural durante los 6 meses inmediatos anteriores.

El 5 de diciembre de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 83/2013 aprobó el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” que establece: (i) la vigencia del Plan Gas II hasta el 31 de diciembre de 2017, y (ii) los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas II y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen.

El 13 de julio de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 123/2015 aprobó el “Reglamento de Adquisiciones, Ventas y Cesiones de Áreas, Derechos y Participación en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (el



Adrián Meszaros
Subdelegado

“**Reglamento de Adquisiciones y Ventas**”) que regula los efectos de las adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación de áreas sobre parámetros de inyección correspondientes a los proyectos inscriptos en el Plan Gas I y en el Plan Gas II, oportunamente presentados por las empresas beneficiarias involucradas en esas operaciones de adquisición, venta o cesión.

El 17 de julio de 2015, la Emisora y UENE informaron a la Comisión la adquisición de los Activos de PESA con efectos al partir del 1° de abril de 2015. En esta oportunidad, y conforme lo previsto en el apartado IV) del Reglamento de Adquisiciones y Ventas, la Emisora y UENE presentaron los nuevos valores de Inyección Base, Inyección Base Ajustada, Curva Teórica de Ajuste del 10% y Curva Teórica del 5%.

El 3 de septiembre de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 170/2015 aprobó las modificaciones a la Inyección Base, Inyección Base Ajustada, Curva Teórica de Ajuste del 10% y Curva Teórica del 5% con efectos a partir del 1 de abril de 2015, presentadas por la Emisora y UENE relativas al proyecto de Plan Gas II aprobado por la Comisión mediante Resolución N° 134/2014.

De acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2016, los subsidios devengados bajo el Plan Gas II, hasta diciembre de 2015 serían abonados a los beneficiarios en especie, mediante la entrega de bonos del Estado Nacional en dólares estadounidenses (Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses 8%, 2020, Bonar 2020 US\$). Para recibir el pago los beneficiarios debían presentar antes del 23 de junio de 2016 una solicitud ante el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía).

- En marzo de 2018, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) aprobó la Resolución N° 97/2018, que estableció el procedimiento de pago de montos acumulados durante 2017 en virtud del Plan Gas II. La Emisora es acreedora de un total de US \$ 59.4 millones como resultado de nuestra participación en el Plan Gas II durante 2017.
- Según la Resolución N° 97/2018, los montos adeudados en virtud del Plan Gas II se pagarán a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales, iguales y consecutivas. El monto de cada cuota se pagará en pesos argentinos, calculado al tipo de cambio establecido por la Resolución N° 97/2018.

Resolución N° 46-E/2017 - “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural no Convencional”

El 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución N° 46-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), la cual crea el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios no Convencionales, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y por medio del cual se busca incentivar las inversiones para la producción de gas natural obtenido por métodos no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Para ingresar al programa se debía presentar un plan de inversiones (que, de no ser cumplido, causaría la pérdida de los beneficios bajo el programa), y éste debía alcanzar a las concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina que producen gas natural no convencional. El programa consistió en el pago de una compensación que se determinó mensualmente multiplicando el volumen de gas comercializado proveniente de las concesiones incluidas por la diferencia entre el precio mínimo y el precio efectivo del mismo (el promedio facturado por cada empresa en el mercado interno). El precio mínimo es de US\$7,50/MMBTU para el año 2018, disminuyendo luego US\$0,50/MMBTU por año hasta llegar a US\$6,00/MMBTU para el año 2021.

Las empresas pudieron cobrar compensaciones bajo este programa desde el mes posterior a la solicitud de inclusión en el mismo o el mes de enero de 2018, el que fuera posterior, y hasta diciembre del año 2021, ambos inclusive. Las compensaciones determinadas según lo indicado precedentemente fueron pagaderas en un 88% a las empresas que adhieran al programa y en el 12% restante a la provincia correspondiente a cada concesión incluida en este programa. Las compensaciones fueron determinadas en dólares, pero se abonaron en pesos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del último día hábil del mes al que corresponda la producción incluida sujeta a compensación.

En noviembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 447-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), mediante la cual los beneficios de este programa se extendieron a la Cuenca Austral.

En enero de 2018, la Resolución N° 38/2018 otorgó los beneficios de este programa con respecto a nuestra concesión no convencional “Campo Indio Este- El Cerrito” en la cuenca Austral. En virtud de esta resolución, se otorgó el derecho a recibir los beneficios de este programa que comenzaron a surtir efectos a partir del 1° de enero de 2018. A la fecha de este Prospecto, tanto la Resolución N° 46-E/2017 como el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural no Convencional” no se encuentran vigentes.

Para más información, ver “*Factores de Riesgo – La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Prospecto.

Plan GasAr

Con fecha 16 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el “**Decreto 892/2020**”), creó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “**Plan GasAr**”), derogando a su vez las Resoluciones N° 80/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) y N° 175/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda.

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos del Plan GasAr en su artículo 2°, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

A su vez, se el Decreto 892/2020 establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N° 2.255/92).

Para su implementación, el Decreto 892/2020 previó licitar mediante concurso público el suministro de 70 MMm3/día durante el período inicial del Plan GasAr (2020-2024), divididos por cuenca (Neuquina 47,2 MMm3/d, Austral 20 MMm3/d, Noroeste 2,8 MMm3/d). En fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se (i) convocó al concurso público previsto en el Decreto 892/2020; (ii) estableció un cronograma según el cual los productores presentarán sus ofertas el 2 de diciembre de 2020 y los volúmenes de suministro se adjudicarán antes del 15 de diciembre de 2020; (iii) aprobó el pliego de condiciones; y (iv) aprobó el modelo de contrato a celebrarse entre

CAMMESA y los productores y distribuidores y/o subdistribuidores. Finalmente, la adjudicación de los volúmenes de gas natural licitados se hizo mediante la Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía, cuyas asignaciones fueron aprobadas por la Resolución N°447/2020 del mismo organismo.

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 892/2020, el 18 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a una audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan GasAr.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se lanzó la segunda convocatoria para la adjudicación de volúmenes de gas natural correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por los meses de mayo a septiembre de los años 2021 a 2024, inclusive, adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N° 391/2020 del mismo organismo. La referida segunda convocatoria se realizó debido a que, según el texto de Resolución N° 129/2021, los volúmenes ofertados por las empresas productoras en la primera convocatoria dispuesta por la Resolución N° 317/2020 resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo interno para los períodos invernales de los años 2021, 2022, 2023 y 2024. Por Resolución N° 169/21 de la Secretaría de Energía se adjudicaron los volúmenes y precios de gas natural adicionales a los ya adjudicados por Resolución SE N° 391/20, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, para cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024. Por resolución de la Secretaría de Energía N° 984/21 se convocó a la tercera ronda para la adjudicación de volúmenes adicionales. Por Resolución N° 1091/21 de la Secretaría de Energía se adjudicaron los volúmenes y precios de gas natural adicionales en el marco de esta tercera ronda.

Asimismo, el Decreto 892/2020 encomienda al Banco Central que, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de capital de endeudamientos financieros del exterior, establezca los mecanismos idóneos para permitir dicho acceso al MLC debiendo cumplir con las siguientes condiciones: (i) los fondos hayan sido ingresados por el MLC; (ii) sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del Decreto 892/2020; y (iii) se destinen a la financiación de proyectos enmarcados en los objetivos del Plan GasAr.

En dicho sentido, el punto 3.4.4.2. de las Normas sobre Exterior y Cambios, estableciendo que a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

En todos los casos, deberá darse cumplimiento a los restantes requisitos generales de acceso al MLC (entre ellos, contar con activos externos líquidos por una suma inferior a US\$100.000 o, de superarse dicha suma, encuadrar en algunas de las excepciones previstas por las Normas sobre Exterior y Cambios).

El pago de las compensaciones a cargo del Estado Nacional resultantes de la adjudicación de los volúmenes de suministro objeto de esta convocatoria estará garantizado por los Certificados de Crédito Fiscal en Garantía Electrónicos cuya emisión, siguiendo lo previsto en el punto 40 del Anexo al Decreto N° 892/2020 y el art. 89 de la Ley N° 27.591, fue aprobada por la Resolución N° 125/2021 de la Secretaría de Energía publicada en el Boletín Oficial del día 23 de febrero de 2021.

Desde octubre de 2021, la producción de la Subsidiaria se computará al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este

contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,4 a 3,67 MMm³/d diarios.

Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)

El 1° de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 28/2016, en virtud de la cual se aumentaron sustancialmente los precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) para usuarios residenciales y comerciales (los aumentos variaban entre el 223% y 2030% para el gas de Santa Cruz, según la categoría de consumidor). Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaran un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estarían sujetos a tasas inferiores de aumento. La resolución preveía, también una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios sería bonificado.

En junio de 2016, la Resolución N° 99/2016 limitó los aumentos de precios para pequeños usuarios y fijó un tope del 400% o 500% (según el tipo de consumidor) de las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para esos usuarios (previo al aumento de precios de abril de 2016).

Sin embargo, en julio de 2016 dichas medidas fueron declaradas nulas por la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata, decisión que fue confirmada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en agosto de 2016, argumentando que debió haberse convocado a audiencias públicas para decidir el aumento de las tarifas. A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022.

Las principales disposiciones de la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) son las siguientes:

- se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el punto de ingreso al sistema de transporte) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1° de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016;
- se establecieron topes entre el 300% y 500% a los incrementos de las tarifas para aquellas facturas emitidas por las distribuidoras a los usuarios residenciales o comerciales que superen la suma de \$250. Dichos topes se fijaron en función de los importes facturados durante el mismo período del año anterior;
- se estableció una bonificación del 30% sobre la tarifa para los usuarios residenciales y comerciales que alcancen un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior;
- se estableció una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios será bonificado;
- se estableció un sendero de precios de normalización del precio de gas en boca de pozo para el mercado regulado para el gas producido. Los precios de gas en boca de pozo se fijaron en dólares y fueron trasladados a tarifas que pagaron los usuarios de las distribuidoras en pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento del aumento. Para la Patagonia, Malargüe y la Puna, el sendero de precios va desde US\$1,29/MMBtu a partir del 1° de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US\$6,72/MMBtu el 1° de octubre de 2022; y

- se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para que, hasta tanto los precios de gas en el mercado regulado sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, a elaborar semestralmente y elevar al Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) para su aprobación, la propuesta de precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1° de abril y el 1° de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución N° 212-E/2016 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía).

El 7 de octubre de 2016, se publicó la normativa del ENARGAS correspondiente al traslado de precios de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas por el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Con fecha 31 de marzo de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 74 E/2017 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), en virtud de la cual se estableció el cuadro tarifario del gas natural en el punto de ingreso al sistema transporte para el período comprendido entre el 1° de abril de 2017 y el 30 de septiembre de 2017. En la Provincia de Santa Cruz, las tarifas de gas al 1° de abril de 2017, se incrementaron a un promedio del 233%, con incrementos que varían del 80% hasta el 560%, respecto de las tarifas vigentes para el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° 74 E-/2017, el ENARGAS emitió la normativa correspondiente a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas a partir del 1° de abril de 2017.

En diciembre 2017, el Ministerio de Energía y Minería emite la Resolución N° 474-E-2017, que establecía los nuevos precios PIST a partir de diciembre 2017.

Con fecha 28 de marzo de 2018, el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios vigentes a partir del 1 de abril de 2018.

Con fecha 11 de febrero de 2019, el ENARGAS emitió la Resolución N° 72/2019, por la cual se aprueba la Metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. La misma establece, entre otros, que para trasladar a pesos los dólares negociados entre distribuidoras y productores, se utilizará la cotización promedio del Banco de la Nación Argentina durante los primeros 15 días del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional.

Con fecha 29 de marzo de 2019, se emite la Resolución N° 148/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), en la cual se instruye al ENARGAS a que, al emitir los distintos cuadros tarifarios a partir del 1 de abril de 2019, se establezca un descuento especial del 27% y 12% en el precio PIST para los meses de abril y mayo 2019 respectivamente, asumiendo el Estado con carácter excepcional el pago de dichas diferencias al proveedor de gas natural.

Con fecha 29 de marzo de 2019 el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1 de abril de 2019, teniendo en cuenta lo instruido en la Resolución N° 148/2019.

Mediante Resolución N° 27/2020 de fecha 23 de abril de 2020, el ENARGAS derogó la actualización prevista en la Resolución N° 72/2019.

El 13 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 892/2020 que declara de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino y aprueba el “Plan De Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, también conocido como “Plan GasAr”. Para más información, ver “Plan GasAr” en este Prospecto.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.591, cuyo artículo 91, deroga, a partir de su entrada en vigencia, al Decreto 1053/2018. La Emisora no prevé que la derogación del referido decreto tenga un efecto material adverso en los resultados de sus operaciones. Sin perjuicio de ello, y aun considerando que como resultado de la derogación del Decreto 1053/2018 el Estado ya no se encuentra obligado al pago de las restantes cuotas la Emisora considera que tal deuda continuará existiendo, y pasará a ser debida y pagadera por las distribuidoras de gas.

En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral de las tarifas aplicables en el sector energético. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos entes reguladores para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional o, para el caso de no arribarse a tales acuerdos, para disponer adecuaciones igualmente transitorias de tarifas y/o la segmentación del universo de usuarios obligados al pago de aquellas. Asimismo, como ya fuera dicho, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó nuevamente el congelamiento de las tarifas pagaderas a las concesionarias y licenciatarias de transporte y distribuidoras de gas natural y energía eléctrica previsto por la Ley de Solidaridad (conforme fue sucesivamente prorrogado) por un plazo de 90 días adicionales.

En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020, el 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual a realizarse el 16 de marzo de 2021 para tratar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias y licenciatarias, y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 18 de febrero de 2021 se publicó la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública a celebrarse el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan GasAr. Por otro lado, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario. Con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a los distribuidores de energía eléctrica Empresa Distribuidora Y Comercializadora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A. en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021.

El 31 de mayo de 2021 se publicaron en el Boletín Oficial los Decretos N° 353/2021 y 354/2021 mediante los cuales se aprobaron los Regímenes Tarifarios de Transición aplicables a las transportadoras y ciertas distribuidoras de gas natural, que implican un aumento promedio del 6% en las facturas residenciales del gas natural a nivel nacional. Los días 10 y 11 de agosto de 2021, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 262/2021 (conforme fuera modificada por la Resolución ENRE N° 265/2021) y N° 263/2021, a través de las cuales el ENRE confirmó un aumento cercano al 3% de tarifas de energía eléctrica que prestan las distribuidoras Edenor y Edesur a Grandes Usuarios de Distribuidor.

El 16 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 389/2021 mediante el cual, entre otras medidas adoptadas, se derogaron los artículos 6°, 8°, 9°, 10° y 11° del Decreto N° 882/2017 que disponía la reestructuración y reorganización de ciertas empresas con participación estatal mayoritaria vinculadas al sector energético, así como la transferencia al sector privado de diversas participaciones del Estado Nacional en diferentes empresas de dicho sector.

El 27 de julio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 706/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación, que entre otras medidas adoptadas crea el “Registro de Operadores del sector del GNL”, establece reglas para la autorización de exportaciones *spot* de GNL, y determina que se podrán emitir permisos de exportación en firme de GNL por hasta 20 años, provisto se cumplan ciertas condiciones.

En la provincia de Neuquén, mediante el Decreto N° 913/2021 se dispuso la creación del Programa de Reactivación Hidrocarburífera Provincial. Con el objetivo de promover la inversión y el incremento de la producción hidrocarburífera convencional, dicho Programa contempla un estímulo financiero para la inversión a través del otorgamiento de beneficios fiscales por hasta \$1.000.000.000, tendientes a propiciar un incremento de la producción, valiéndose de la contratación de empresas proveedoras y empleo local.

Mediante el Decreto N° 2183/21 (publicado en el B.O. el 23 de diciembre de 2021) el Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén ratificó la Resolución 53/20, según la misma fue modificada por la Resolución 142/21, del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de dicha provincia, la cual establece ciertos requisitos para el otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales de hidrocarburos (“CENCH”) en el ámbito de dicha provincia. Ambas resoluciones habían sido dictadas *ad referendum* de la aprobación del Poder Ejecutivo provincial. La resolución establece que si el solicitante desea incluir en la CENCH un área mayor que la cubierta por el Plan Piloto (o cual constituye una práctica habitual en la industria) deberá acordar con la Autoridad de Aplicación los términos y condiciones para acceder a lo solicitado, los que deberán incluir el pago de un “Bono de Extensión de Área”. Dicho bono será calculado en función de los Recursos Esperados del área de la CENCH solicitada que exceda la superficie abarcada por el Plan Piloto, calculados según los parámetros dispuestos en uno de los anexos de la Resolución N° 53/20. Básicamente, la suma del Bono de Extensión de Área será el equivalente a un 2% del valor de los recursos que se espere recuperar en el área que exceda la del Plan Piloto, porcentaje que podrá ser ajustado teniendo en consideración diversos factores, como ser la accesibilidad a infraestructura de transporte y tratamiento, el grado de desarrollo de las áreas hidrocarburíferas vecinas y la ubicación geográfica.

El 19 de agosto de 2021 la Secretaría de Energía elevó a la Secretaría Legal y Técnica de la Nación el texto final del proyecto para la “Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas”, un programa de estímulos orientado a desarrollar el sector, impulsar la inversión y reemplazar importaciones de gas por producción local. El proyecto, entre otras medidas, prevé que el precio del barril de crudo para el mercado interno se determinaría por medio de los actores del mercado, sin intervención oficial (aunque el Estado nacional siempre podrá influir en la determinación de dicho precio a través de YPF S.A., considerando el *market share* que ésta posee), contiene modificaciones a las alícuotas aplicables a las retenciones sobre exportaciones de hidrocarburos (que variarán entre 0% y 8% como máximo), amplía los cupos de exportación en hasta un 50% para productores que superen la “línea base” de producción, y extiende con nuevos compromisos de inyección y precios de mediano plazo en el marco del Plan GasAr.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, una transportadora de gas relacionada con la Emisora.

Asimismo, mediante las Resoluciones N° 235, 236 y 237 de la Secretaría de Energía se convocó a audiencias públicas para tratar: (i) la implementación de la segmentación en el otorgamiento de

los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica para el bienio 2022-2023; (ii) los nuevos precios de referencia estacionales del Precio Estacional de la Energía Eléctrica (“PEST”) que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022; y (iii) los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”), que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022. Dichas audiencias públicas fueron celebradas a través de plataformas digitales entre el 10 y el 12 de mayo de 2022.

Para mayor información, véanse las Secciones “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas - Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado” y “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora – Tendencias relacionadas con el negocio del transporte y del gas – Precios del gas”, en este Prospecto.

Régimen transitorio y opcional de provisión de gas natural para usuarios PyME

El 3 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 375/2021, mediante la cual se aprobó el “Régimen Transitorio y Coyuntural”, que permite que ciertos usuarios correspondientes a la categoría Servicio General P, que hasta ahora estaban obligados a adquirir el gas natural directamente a productores y/o comercializadores, puedan optar por la contratación de su abastecimiento con la respectiva distribuidora zonal, bajo la modalidad de servicio completo.

El régimen permite el ejercicio de la opción antes mencionada hasta el vencimiento del plazo de la emergencia sanitaria vigente – es decir, hasta el 31 de diciembre de 2021, según el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 167/2021.

El régimen fue reglamentado mediante la Resolución N° 180/2021 del ENARGAS, publicada en el Boletín Oficial del día 7 de mayo de 2021.

La reglamentación del ENARGAS establece que en caso de hacer uso del ejercicio de dicha opción, los usuarios comprendidos en el régimen deberán comunicar dicho extremo a la distribuidora zonal con una antelación mínima de cinco (5) días hábiles y deberán permanecer en el mismo tipo de abastecimiento por el plazo mínimo de doce (12) meses.

El suministro del gas natural a las distribuidoras zonales con destino a quienes formulen la opción habilitada por el nuevo régimen será efectuado por IEASA.

GLP

La Ley N° 26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP, regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley:

- crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad,
- protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP,
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía) publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos,
- otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP y
- crea un fondo fiduciario para atender el consumo residencial de GLP envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos: a) la totalidad de los recursos provenientes

del régimen de sanciones establecido en la Ley de GLP, b) los fondos que por ley de presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) los aportes específicos que la autoridad de aplicación convenga con los operadores de la actividad.

La Secretaría de Energía estableció, a través de varias resoluciones subsiguientes, precios de referencia aplicables a las ventas de envases de GLP de menos de 45 kg y a las ventas de GLP al por mayor exclusivamente a fraccionadores de GLP. Asimismo, la Secretaría de Energía aprobó el método para calcular la paridad de exportación de GLP que será actualizada mensualmente por la Subsecretaría de Combustibles.

Con respecto a las regulaciones en materia de exportación de GLP, la Disposición N° 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía. Las compañías que desean exportar GLP deben demostrar primero que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de vender GLP en el mercado local y ésta fue rechazada. En la actualidad, la Emisora exporta gas butano y metanol.

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el “Acuerdo Complementario”. Este acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10, 12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el volumen prescrito de GLP y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El Acuerdo Complementario se prorrogó en los años siguientes hasta 2015, con ciertas modificaciones en las cantidades y precios que se proporcionarán cada año.

El 1° de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 28/2016 en virtud de la cual los precios del propano no diluido para usuarios residenciales fueron sustancialmente incrementados. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaron un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estuvieron sujetos a tasas inferiores de aumento. Para mayor información, ver el apartado “*Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)*” en esta Sección.

La Resolución N° 49/2015 aprobó el Programa “Hogares con Garrafas” en virtud del cual los productores de GLP deben efectuar un aporte de ciertos volúmenes mínimos de propano y/o butano que quedan a disposición de determinados fraccionadores para ser adquiridos por un precio que no puede superar el precio máximo de referencia que fija la autoridad de aplicación de tiempo en tiempo. El programa preveía, además, el pago de ciertas compensaciones a tales productores.

Este programa para el suministro de GLP con destino a ser embotellado ha sido modificado por diferentes resoluciones sucesivas que modificaron los precios máximos de referencia, las compensaciones a los productores (que actualmente están fijadas en \$ 0) y la metodología para actualizaciones futuras de precios máximos de referencia, entre otros cambios (entre ellas, las Resoluciones N° N° 75/2017 del Secretario de Hidrocarburos, la Resolución N° 287-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y la Resolución N° 270/2022 de la Secretaría de Energía que fijó los precios máximos de referencia actualmente vigentes—).

Creación del Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo (RNIGLP) y el Registro Nacional de Operadores de la Industria del Gas Licuado de Petróleo Automotor” (RNOIGLPA)

Mediante la Resolución N° 339/2021, publicada en el Boletín Oficial en fecha 20 de abril de 2021, la Secretaría de Energía estableció diversas regulaciones aplicables a la industria del GLP. Por un lado, la Resolución N° 339/2021 aprueba: (i) las Normas Técnicas y de Seguridad para el



uso de GLP en Motores de Combustión Interna para la Propulsión; (ii) las Normas para Operadores de las Actividades Aplicables a los Equipos de Conversión para Gas Licuado de Petróleo Náutico (“GLPN”), a Utilizar Como Combustible para Motores de Combustión Interna a Bordo de Embarcaciones y Otros Artefactos Navales y/o Sistemas de Despachos; (iii) Normas de Condiciones Técnicas y de Seguridad para el Empleo Seguro del GLPN, en Equipos Completos de Conversión para Motores de Combustión Interna, a Bordo de Embarcaciones y Otros Artefactos Navales; y Las Normas y Especificaciones para la Construcción, Instalación y Habilitación de Estaciones Servicio de GLPN. Por otro lado, la Resolución N° 339/2021 crea el “Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo” (RNIGLP) y el “Registro Nacional de Operadores de la Industria del Gas Licuado de Petróleo Automotor” (RNOIGLPA), en los que se deberán inscribir los operadores de las actividades aplicables a los equipos de conversión para GLPN, a utilizar como combustible para motores de combustión interna a bordo de embarcaciones y otros artefactos navales y/o sistemas de despachos. Para participar en actividades de alimentación de GLP de equipos (Kit) de conversión con cilindro removible Intercambiable, las personas jurídicas deberán inscribirse en el RNIGLP y el RNOIGLPA a partir de los 180 días hábiles de la entrada en vigor de la Resolución 339/2021.

Los operadores alcanzados por la Resolución N° 339/2021 deberán cumplir además con las habilitaciones y permisos que la Autoridad Portuaria y/o la Prefectura Naval Argentina exijan para el desarrollo y uso del bien afectado en el área de su competencia.

Regulaciones ambientales argentinas

La sanción de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal de protección al medio ambiente. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más proactiva en lo atinente al acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

De acuerdo con el nuevo texto de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley aplicable. El Estado Nacional dicta normas con presupuestos mínimos para la protección del medio ambiente, en tanto que las provincias dictan normas complementarias a esas normas, así como otras normas ambientales.

Conforme las normas reseñadas, el poder de policía en materia ambiental es concurrente entre las provincias y el Estado Nacional.

Las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales relacionadas con la calidad ambiental en Argentina afectan las operaciones de la Emisora. Estas leyes y reglamentaciones fijan estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén la obligación de recomponer en determinadas circunstancias.

La Emisora se encuentra sujeta a los requisitos de una gran cantidad de normas nacionales, provinciales y municipales. Así, a modo ejemplificativo, la Emisora se encuentra sujeta a las siguientes normas (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
- Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
- Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;

- Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
- Código Penal; y
- Código Civil y Comercial, que establece las normas generales del derecho de daños.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de desperdicios asociados con las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos por daño ambiental de incidencia colectiva, reclamos por indemnización por daños y perjuicios y responsabilidad por hechos ilícitos extracontractuales respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

Por otra parte, el 1° de agosto de 2015 entró en vigencia el nuevo Código Civil y Comercial de la Nación que en su artículo 14, en concordancia con el texto constitucional, reconoce los derechos de incidencia colectiva y expresamente prohíbe el ejercicio abusivo de un derecho individual cuando pueda afectar el ambiente.

Asimismo, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, incluyendo, por ejemplo, la Resolución N° 5/96 de la ex Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones que estableció normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos, aprobó un cronograma para que se lleve a cabo dichas tareas y dispuso que cuatro años antes del vencimiento del plazo de las respectivas concesiones de explotación, o al revertirse total o parcialmente un área de exploración, el concesionario o permisionario debe presentar un estudio técnico-económico donde fundamente las razones por las cuales eventualmente podría resultar inconveniente el abandono, definitivo o temporario, de cada uno de los pozos inactivos existentes en el área a entregar. Otras normas establecen regulaciones aplicables al venteo de gas, derrames de petróleo y otros aspectos.

Mediante la Resolución N° 404/94, la Secretaría de Energía modificó la Resolución N° 419/93, y creó el Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad, los cuales pueden actuar con respecto a áreas de almacenamiento de hidrocarburos, refinerías de petróleo, estaciones de servicio de gas natural, plantas comercializadoras de combustibles y plantas de fraccionamiento de GLP en contenedores o cilindros. La resolución dispone que las auditorías externas de refinerías de petróleo, estaciones de servicio y todas las plantas de almacenamiento de combustibles deben ser realizadas por profesionales inscriptos en el Registro. Las compañías que fabrican y comercializan combustibles tienen prohibido suministrar esos productos a las estaciones de servicio que no cumplen con sus obligaciones. Las sanciones por no realizar las auditorías y las tareas de reparación o de seguridad incluyen la descalificación de plantas o estaciones de servicio de gas. Además, hay un conjunto de obligaciones en relación con los sistemas subterráneos de almacenamiento de combustible, incluyendo un mecanismo para la notificación instantánea en caso de pérdidas o sospecha de pérdidas de las instalaciones de almacenamiento.

El citado Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad fue luego reemplazado, por medio de la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por el Registro de Universidades Nacionales para la Realización de Auditorías Técnicas, Ambientales y de Seguridad, por lo que las auditorías de los tanques de almacenamiento, bocas de expendio, refinerías de combustible, etc., debe ser realizado por las universidades nacionales allí inscriptas.

A nivel provincial, cabe destacar la regulación de la Provincia de Santa Cruz. En efecto, mediante la Ley N° 2658 se estableció el procedimiento de evaluación de impacto ambiental, en virtud del cual toda actividad susceptible de modificar directa o indirecta el ambiente deberá obtener para su implementación una declaración de impacto ambiental. En caso de incumplimiento a lo previsto por la ley mencionada, las sanciones, según la magnitud del daño o peligro ambiental ocasionados y la reincidencia, podrían consistir en: (i) apercibimiento; (ii) multa desde mil pesos hasta dos mil veces esa suma; (iii) suspensión total o parcial de la concesión; (iv) caducidad total o parcial de la concesión; (v) clausura temporal o definitiva, parcial o total del establecimiento; (vi) recomposición del ecosistema afectados; (vii) retención de los bienes respecto de los cuales haya antecedentes para estimar un uso o consumo nocivo o peligroso para el ambiente; (viii) decomiso de bienes materiales o efectos que hayan sido causa o instrumento de la infracción; y (ix) destrucción de bienes que hayan sido causa o instrumento de la infracción e impliquen un daño o peligro para el ambiente.

Por otra parte, mediante Ley N° 3122, la Provincia de Santa Cruz estableció un programa de saneamiento ambiental destinado a las áreas afectadas por la exploración y explotación de hidrocarburos. A tal efecto, las operadoras de áreas deberán presentar anualmente una declaración jurada de los pasivos ambientales de cada concesión, un plan anual de trabajo y un cronograma de inversiones para la remediación. En caso de incumplimiento, las sanciones, según la gravedad de la falta, podrán consistir en: (i) apercibimiento; y (ii) multa desde el monto equivalente a 500 litros de *gasoil* según valor en el Automóvil Club Argentino de Río Gallegos, hasta 1500 veces esa suma.

La Ley de Hidrocarburos de Mendoza N° 7526, dispone que los permisionarios, concesionarios y todos los sujetos que intervienen en la exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos y derivados deberán dar estricto cumplimiento a la normativa provincial vigente en la materia, sometiéndose expresamente a los dictados de la Ley Provincial de Preservación del Ambiente N° 5.961, Decreto Provincial N° 437/93 (Evaluación Ambiental de la Industria Petrolera) o legislación que eventualmente las modifique o sustituya y cuyo poder y función de policía corresponde al Ministerio de Ambiente y Obras Públicas, y al Departamento General de Irrigación en materia de administración y preservación hídrica.

El Decreto Provincial N° 427/93, específicamente referido a la industria petrolera, establece que:

- A los efectos de la aplicación del Título V de la Ley 5.961, referido a la Evaluación del Impacto Ambiental, en las actividades de producción de hidrocarburos prevista en el Anexo I, punto I, inc. 5 de dicha norma, se adopta con carácter de reglamento específico para la protección ambiental en el ámbito de la producción de hidrocarburos en la Provincia de Mendoza, las normas del Anexo I de la Res. 105/92, “Normas y Procedimientos que regulan la protección ambiental durante las Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos” de la Secretaría de Energía de la Nación, con ciertas adecuaciones legales y de procedimiento que se detallan en el decreto provincial.
- La autoridad de aplicación dispondrá la convocatoria a Audiencia Pública en el plazo de quince días de recibida la evaluación ambiental. o el estudio de impacto ambiental, a las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, estatales o no, potencialmente afectadas por la realización del proyecto, en particular a los superficiarios y a las organizaciones no gubernamentales protectoras del ambiente.
- Sin perjuicio de las sanciones que pudiesen corresponder por aplicación de la jurisdicción federal, la autoridad de aplicación, previa constatación e intimación fehaciente, podrá disponer la paralización de aquellas actividades desarrolladas sin la presentación de la documentación requerida o, incluso, ordenar la demolición o

destrucción de las obras realizadas en infracción, de conformidad con el Artículo 39 de la Ley 5.961, ello sin perjuicio de la aplicación de las sanciones de apercibimiento y multa establecidas en el Artículo 39 de dicha ley.

El 14 de mayo de 2021, a través de la Resolución N° 414/2021 de la Secretaría de Energía, se aprobó la creación del Registro de Entidades Auditoras de Seguridad, Técnicas y Ambientales (el “**Registro de Entidades Auditoras**”).

La inscripción en el Registro de Entidades Auditoras será obligatoria para toda persona física o jurídica, universidad o institución que pretenda realizar auditorías en materia de seguridad, técnica y ambientales en: (i) refinerías, instalaciones de procesamiento y/o almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados; (ii) instalaciones de elaboración, almacenaje y/o despacho de biocombustibles; (iii) almacenaje de coque (de petróleo); (iv) bocas de expendio de combustibles líquidos y Gas Natural Licuado (GNL); (v) instalaciones con tanques de almacenamiento aéreo y/o subterráneo; (vi) camiones cisternas; (vii) predios, tanques, envases, cilindros, instalaciones y elementos de todos los sujetos de la industria de GLP y bocas de expendio de Gas Licuado Automotor (GLPA); (viii) sistemas de medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos; (ix) terminales destinadas a operaciones de GNL; y, en general, (x) cualquier otra planta, instalación, boca de expendio y/o elemento que requiera ser auditado de conformidad con las normas vigentes.

La Resolución N° 414/2021 dispone que se considerarán automáticamente inscriptos en el Registro de Entidades Auditoras quienes se encuentren actualmente inscriptos en el Registro de Universidades Nacionales para la realización de auditorías técnicas, ambientales y de seguridad creado por la Resolución N° 266/2008 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y/o en el Registro de Empresas Auditoras de Seguridad, creado por la Resolución N° 419/1993 de la Secretaría de Energía de la Nación, y sus modificatorias, registros estos que quedan sin efecto. Sin embargo, tales entidades dispondrán del plazo de un (1) año, a contar desde el 14 de mayo de 2021, a fin de readecuar su inscripción de conformidad con los requisitos aludidos en la Resolución N° 414/2021, bajo apercibimiento de disponerse la baja automática de la inscripción.

La autoridad de aplicación se reserva el derecho a exigir a las entidades auditoras inscriptas que realicen, sin cargo alguno, auditorías cruzadas dirigidas al control técnico en alguna de las categorías para las que se encuentren inscriptas, en tres oportunidades al año como máximo y de forma tal que el número de tales auditorías cruzadas no supere el uno por ciento (1%) de las auditorías totales efectuadas durante el año anterior por la entidad de que se trate.

La Resolución N° 414/2021 establece que las entidades auditoras serán civilmente responsables ante la autoridad de aplicación por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarle y la reglamentación pone a su cargo, por tal motivo, la constitución de una garantía por un valor equivalente a US\$ 250.000, entre los requisitos de inscripción.

Mediante Resolución Conjunta de las Secretarías de Energía y de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable N° 3/19 se estableció un procedimiento específico para la evaluación de impacto ambiental que se deberá llevar a cabo en forma previa a la realización de cualquier actividad de exploración costa afuera. La primera aplicación práctica de dicho procedimiento ocurrió durante 2022, cuando el operador del área de aguas profundas CAN-100, ubicada en jurisdicción nacional, presentó y solicitó la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la adquisición sísmica 3D. Luego de varios meses de incertidumbre, la autoridad ambiental aprobó dicho estudio pero, poco después, un juez federal de la ciudad de Mar del Plata hizo lugar a una medida cautelar solicitada en el marco de una acción de amparo promovido por organizaciones ambientalistas y por el intendente de la ciudad de Mar del Plata, ordenando la suspensión de toda actividad en el área. El Estado nacional y la compañía operadora apelaron la medida, apelación que no ha sido resuelta al día de la fecha. La resolución del caso es relevante atento a que existen

18 permisos de exploración costa afuera, otorgados en el concurso público internacional para la adjudicación de áreas costa afuera llevado a cabo durante 2018 y principios de 2019, en el marco de los cuales los permisionarios deberán ejecutar trabajos de exploración similares a los que han sido objeto de cuestionamientos en en el área CAN-100.

La descripción precedente de las principales normas ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. El resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha del presente Prospecto, estando las mismas sujetas a cambios.

Restricciones a la importación y exportación

En virtud de la ley argentina, en particular las leyes N° 17.319 y 24.076 y la Resolución S.E. N° 1679/04, las exportaciones de petróleo crudo y gas natural, así como las exportaciones de la mayoría de los productos de hidrocarburos, requieren actualmente la autorización previa del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía).

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía de la Nación de conformidad con el régimen establecido en la Resolución S.E. N° 241-E/17, enmendada y reglamentada por otro reglamento. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o bien que se ha realizado una oferta para vender el producto a compradores locales y que la misma haya sido rechazada.

Las exportaciones de gas natural requieren la autorización previa de la autoridad de aplicación, de conformidad con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 24.076 y las Resoluciones N° 104/18 y N° 360/21 de la Secretaría de Energía.

Además, el 21 de marzo de 2017, el Decreto N° 192/2017 se publicó en el Boletín Oficial, y creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos” (el “**Registro**”), y estableció que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) sería la responsable de controlar el Registro. El Registro involucró operaciones de importación de: (i) petróleo crudo y (ii) algunos otros subproductos específicos enumerados en la Sección 2 del Decreto. Mediante este reglamento, cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) antes de que se realizara la importación. Según este Decreto, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) tuvo que establecer la metodología aplicable para emitir las autorizaciones de importación, que se basó en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado interno; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con petróleo crudo nacional; y (c) falta de subproductos enumerados en la Sección 2 del Decreto ofrecido en el mercado interno. Este régimen eximía cualquier importación por parte de CAMMESA con el fin de abastecer a las centrales eléctricas con el propósito principal de proporcionar suministro técnico al "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o “SADI”)

El 24 de noviembre de 2017, el Decreto N° 962/2017 se publicó en el Boletín Oficial. El Decreto N° 962/2017 introdujo modificaciones al Decreto N° 192/2017, se estableció la vigencia del Registro hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto N° 962/2017 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones de importación relacionadas con el petróleo crudo, la gasolina y el gasoil incluidas en el Decreto N° 192/2017 ya no están sujetas a registro.

Con respecto a las regulaciones tributarias, el 7 de enero de 2017, los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos expiraron, ya que el plazo provisto por la Ley de Emergencia Pública no se extendió.

A través del Decreto n° 793/18, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se fijaron derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2020 a la tasa del 12% (doce por ciento) a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del Mercosur (NCM), alcanzando a todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto prevé que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podrá exceder de \$ 3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/18.

El Decreto N° 37/2019, publicado el 14 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, introdujo cambios en el régimen de los derechos de exportación, pero no modificó el aplicable a los hidrocarburos. En este sentido, si bien derogó el tope de \$4 (pesos argentinos cuatro) aplicable a otro tipo de mercaderías, mantuvo la vigencia del tope de \$3 (pesos argentinos tres) y mantuvo la inclusión de los hidrocarburos dentro de la mercadería alcanzada por el gravamen.

La Ley de Solidaridad, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley de Solidaridad que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. El derecho a exportar se implementó a partir del 4 de septiembre de 2018 con respecto a los bienes y al 1 de enero de 2019 con respecto a servicios, con vencimiento el 31 de diciembre de 2020. El 19 de mayo de 2020, mediante el decreto N° 488/2020 se establecieron nuevos impuestos a la exportación de hidrocarburos que van desde un 0% (cuando el precio de referencia Brent este debajo de US\$ 45/bbl) a 8% (cuando el precio de referencia Brent sea mayor a US\$ 60/bbl). La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota del 8%.

Transporte y distribución de gas natural

La Ley N° 24.076, que entró en vigencia en junio de 1992, privatizó Gas del Estado Sociedad del Estado, una empresa estatal argentina, y dividió el sistema argentino de transmisión de gas en dos sistemas, principalmente sobre una base geográfica (el norte y el sur de los sistemas de tuberías troncales). Estos sistemas están diseñados para acceder tanto a las fuentes de gas como a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos compañías de transporte (TGN y *Transportadora de Gas del Sur S.A.*). Además, el sistema de distribución se divide en nueve compañías de distribución regionales, incluidas dos compañías de distribución que prestan servicios en el área del Gran Buenos Aires.

La estructura reguladora de la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, tendrán acceso abierto a la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sobre una base no discriminatoria.

Tarifas

Las tarifas de transporte de gas están reguladas por la Ley N° 24.076, se establece que la tarifa de transporte de gas incluye el costo del servicio de transporte de gas más el margen y debe cubrir todos los costos operativos, impuestos y depreciación razonables más una tasa de rendimiento razonable. Las tarifas de transporte de gas y sus ajustes están determinadas por ENARGAS.

En 2017, ENARGAS completó la Revisión Integral de Tarifas para los sectores regulados industriales y eléctricos. En marzo de 2017, y luego nuevamente en noviembre de 2017 y abril de 2018, el Estado Nacional lanzó nuevos programas de tarifas que aumentaron las tarifas de transporte y distribución de gas, para las cuales se prevé un aumento de 286.7% en los próximos cinco años.

De acuerdo con los términos y condiciones de la Revisión Integral de Tarifas, las compañías de transporte deben cumplir con un plan de inversión. En el caso de TGN, entre el 1 de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022, debe implementar un plan de inversión obligatorio por aproximadamente \$ 5,6 mil millones.

Sin embargo, la nueva administración, mediante la Ley de Solidaridad, suspendió por 180 días los efectos de la Revisión Tarifaria Integral y se congelaron las tarifas de gas natural, facultando al Poder Ejecutivo a iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Vigente o iniciando una revisión de carácter extraordinario. Luego, el Decreto N° 1020/20 mantuvo el congelamiento de las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas natural y suspendieron la aplicación de la RTI acordada en 2017, tras lo cual se abrió un período de renegociación que podrá extenderse por hasta dos años, durante el cual se acordarán (o, eventualmente, el ENARGAS fijará) cuadros tarifarios transitorios hasta tanto se complete la renegociación (para más información, ver *“Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”* en este Prospecto.

Importaciones y exportaciones

Los gasoductos transfronterizos se construyeron para interconectar a Argentina, Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay, y productores debido a la exportación de gas natural al mercado chileno, en la medida que el Estado Nacional lo permitía.

En la década 2000-2010 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural de Argentina, incluida la emisión de instrucciones de suministro interno de conformidad con el Reglamento N° 27/04 y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (se obliga a los exportadores a suministrar gas natural al mercado nacional argentino), emitiendo instrucciones expresas para suspender las exportaciones, suspendiendo el procesamiento de gas natural y adoptando restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías de transporte y/o comités de emergencia creados para enfrentar situaciones de crisis.

Sin embargo, debido a las medidas tomadas por administración anterior, se inició una nueva etapa con respecto a las exportaciones e importaciones de gas natural a través de los sistemas de ductos argentinos.

En este sentido, en enero de 2016, los gobiernos de Chile y Argentina acordaron entregas de gas natural de acuerdo con las necesidades de estacionalidad del gas natural. Por lo tanto, la intención

de estos acuerdos es permitir la importación de gas natural durante el invierno y la exportación de gas natural durante el verano.

Estas medidas tienen un impacto directo en el gasoducto de GasAndes. En el lado chileno del gasoducto GasAndes, los contratos de transporte de forma interrumpible se ejecutaron con Metrogas (Chile) y con dos nuevos clientes: Enap y Endesa. En la sección argentina del gasoducto, se ejecutó un contrato interrumpible con Enarsa, a las tarifas proporcionadas por ENARGAS.

Asimismo, con fecha 21 de agosto de 2018, el Ministerio de Energía (actualmente, Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 104/2018 (conforme fuera modificado por las Resolución N° 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Resolución N° 360/2021), por la cual se autoriza la exportación de gas natural y se aprueba el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el “**Procedimiento**”). Dicho Procedimiento contiene el tratamiento que recibirán los volúmenes de exportación de gas natural equivalentes a los incluidos en el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” y de aquellas que, si bien resulten de gas convencional, las empresas solicitantes sean adherentes, actuales o futuras, en el referido programa de estímulo.

La referida resolución establece las clases de autorizaciones que existen, particularidades aplicables a exportaciones estivales e intercambios operativos y las condiciones aplicables a las exportaciones de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. La información que se presente a los efectos de la solicitud de autorización de exportación tendrá carácter público, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de la misma.

Complementariamente, los Decretos PEN N° 793 y 865/2018, de fecha 3 y 27 de septiembre de 2018, respectivamente, reglamentaron la aplicación de derechos de exportación para el gas natural, hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho derecho de exportación será de 4 pesos por dólar, con un tope del 12%.

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad, se facultó al Poder Ejecutivo para fijar derechos de exportación, cuya alícuota no podría superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB. Se prohibió que la alícuota de los derechos de exportación supere el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB para las habas (porotos) de soja. Para aquellas mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que tenían una alícuota de 0% a esa fecha se prohibió superar el 15%, para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el Poder Ejecutivo se prohibió superar el 5%, y para las alícuotas de los derechos de exportación para bienes industriales y para servicios no se podrá superar el 5% del valor imponible o del precio oficial FOB. En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, estas no podrían superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podría disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. Esto último fue vetado por el Poder Ejecutivo.

Haciendo una salvedad a las modificaciones introducidas, la misma ley estableció que se mantendrían la validez y vigencia de los Decretos N° 1.126 del 29 de diciembre de 2017 y sus modificatorias, N° 486 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, N° 487 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, N° 793 del 3 de septiembre de 2018 y sus modificaciones y el Decreto N° 37 del 14 de diciembre de 2019.

Impuestos – Importación y exportación de hidrocarburos

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y aranceles aduaneros normales sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a esos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y contra determinados incrementos impositivos a nivel provincial y municipal, salvo incremento general de impuestos.

En virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de km² de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. En 2007, entró en vigencia el Decreto N° 1454/07 el cual incrementó significativamente el monto de los cánones a pagar por superficies de exploración y explotación expresados en pesos argentinos y pagaderos a diferentes jurisdicciones donde los hidrocarburos se encontraban. La Ley N° 27.007, en vigencia desde el 31 de octubre de 2014, actualizó los montos que deben ser pagados en virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos.

Además, las “ganancias netas” (según la definición de la Ley de Hidrocarburos) de los titulares de permisos o concesiones, devengadas de la actividad como titulares de permisos o concesiones podrían estar sujetas a la aplicación de un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca fue aplicado y las compañías productoras de hidrocarburos se encuentran sujetas al régimen tributario general argentino.

Luego de la introducción de precios de mercado para los productos de petróleo *downstream* en conexión con la desregulación de la industria petrolera, la Ley N° 23.966 estableció un impuesto, basado en el volumen, sobre las transferencias de determinados tipos de combustible, reemplazando al régimen anterior, el cual se basaba en el precio regulado. La Ley N° 25.745 modificó, con vigencia a partir de agosto de 2003, el mecanismo para el cálculo del impuesto, reemplazando el antiguo valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable al precio de venta, manteniendo el antiguo valor fijo como impuesto mínimo. La Ley N° 26.942, modificatoria de la ley 23.966, que entró en vigencia a partir del 4 de julio de 2014, no efectuó modificaciones a las alícuotas y mínimos previstos en la Ley 25.745.

Reducción de impuestos sobre combustibles

El 30 de diciembre de 2014 por medio del Decreto 2579/2014, se redujo el impuesto al transporte de combustible con respecto a diésel y a gasolina sin plomo superior a 92 octanos. El Decreto también estableció una reducción en el impuesto al fondo de infraestructura impuesto por la Ley N° 26.181 y el cual aplica a transferencia de gasolina sin plomo superior a 92 octanos. Esta reducción fue efectiva desde el 1° de enero de 2015.

Derechos de Exportación

En 2002, el Estado Nacional comenzó a implementar derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos. La Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, desde el 16 de noviembre de 2007, aumentó los derechos de exportación sobre las exportaciones argentinas de petróleo (según las define el regulador), petróleo crudo y otros productos derivados del crudo. En el marco de ese régimen dispone que cuando el precio internacional supera el precio de referencia, que está fijado en US\$60,9/barril, el productor podrá cobrar US\$/barril, y la diferencia restante sea retenida por el Estado Nacional como derecho de exportación. Si el precio internacional de las exportaciones argentinas de petróleo estuviere por debajo del precio de referencia, pero por encima de US\$45/barril, se aplicará una tasa de retención del 45%. Si ese precio estuviere por debajo de US\$45/barril, el derecho de exportación aplicable se determinará dentro de los 90 días hábiles. Mediante la Resolución N° 1/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, la Resolución 394/17 fue modificada incrementándose los valores máximos de US\$42 por barril a US\$70 por barril y el precio de

referencia de US\$60.90 a US\$80 para el petróleo crudo. Esto significa que cuando el precio del crudo esté a US\$80 el barril, el productor local se quedará con US\$70, recaudando el resto el Estado Nacional.

Sin embargo, con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó la Resolución N° 1077/2014 que derogó la Resolución 394/07 (sus modificatorias y complementarias) y estableció un nuevo programa de retención basado en el precio internacional del petróleo crudo. Este precio internacional se calcula en función del valor de Brent para el mes correspondiente menos la suma de US\$8,00 por barril. El nuevo programa estableció una retención nominal general de 1% aplicable a todos los productos incluidos en la resolución, incluyendo el petróleo crudo, diésel, gasolina y lubricantes, así como otros productos derivados del petróleo, en la medida en que el precio internacional está por debajo de US\$71,00 por barril. La resolución establece además una tasa de retención ascendente, en la medida en que el precio internacional supere los US\$71,00 por barril. Como resultado, el precio máximo que un productor puede cobrar es de aproximadamente US\$70,00 por barril exportado, dependiendo de la calidad del crudo vendido. La resolución también establece el aumento de las tasas de retención a las exportaciones de diésel, gasolina, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el precio internacional supera los US\$71,00 por barril.

La Resolución N° 127 del Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto del propano, butano y GLP, la Resolución 127 fue modificada por la Resolución 60/15, que dispuso que en caso de que el precio informado diariamente por la Secretaría de Energía se mantuviera por debajo del valor de referencia que establece el Anexo de dicha resolución (esto es, US\$ 235,3/m³ para propano, US\$ 273,7 /m³ para butano, y US\$ 252,5/m³ para la mezcla de ambos), la retención aplicable sería del 1%. En caso que el precio de dichos productos superara o igualara el valor de referencia, la alícuota aplicable se calcularía de acuerdo a la fórmula prevista en la Resolución N° 127.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N° 793/2018, en virtud del cual la administración anterior fijó un nuevo derecho de exportación que regirá hasta el 31 de diciembre de 2020, del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura común del Mercosur (NCM). El derecho de exportación del 12% no podrá exceder de \$ 4 para productos primarios ni de \$ 3 para el resto, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El gravamen a la exportación de servicios se hará por ley. El derecho sobre las exportaciones de servicios recién aplicará a partir del 1° de enero de 2019, mientras que, para el caso de los bienes, empieza a aplicar a partir del 4 de septiembre de 2018. La nueva administración, mediante el Decreto N° 37/2019 del 14 de diciembre de 2019 se dejó sin efecto el límite de \$ 4 por cada dólar estadounidense impuesto por el Decreto 793/2018, y que cuando se trate de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur la alícuota del derecho de exportación establecido en el artículo 1° del Decreto N° 793/18 y sus modificaciones será del 9%. Según el mismo Decreto, la nueva administración dispuso que se conceda un plazo de espera de 90 días corridos, sin intereses, contados a partir del día siguiente al del libramiento en caso de tratarse de operaciones de exportación de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Este plazo no alcanzará a las operaciones de exportación por cuenta y orden de terceros.

En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, la Ley de Solidaridad dispuso que estas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, importando una reducción ante el 12% de la administración anterior, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y



pago de regalías a las provincias productoras. No obstante el Poder Ejecutivo, *mediante el Decreto reglamentario de la Ley de Solidaridad, vetó la parte de la norma que reza “En ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”*.

Con posterioridad a ello, mediante el Decreto N° 488/2020 el Estado Nacional estableció la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía según el precio internacional (Brent) de acuerdo a lo siguiente: (i) es 0% si el precio internacional es 45 US\$/bbl o menor, (ii) 8% si el precio internacional es 60 US\$/bbl o superior, y (iii) se determina mediante la fórmula: $(\text{Precio Internacional} - 45) / 15 \times 0.08 \%$ si el precio internacional es superior a 45 US\$/bbl e inferior a 60US\$/bbl.

Repatriación de moneda extranjera

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 1589/89, relacionado con la desregulación de la industria *upstream* del petróleo, permitía a las compañías dedicadas a actividades de producción de hidrocarburos en Argentina vender y disponer libremente de los hidrocarburos producidos. Adicionalmente, bajo el Decreto N° 1589/89, los productores de petróleo tenían derecho a mantener fuera de la Argentina hasta el 70% del producido en moneda extranjera por ventas de exportación de petróleo crudo y gas, pero el 30% restante a través del MULC a la Argentina.

En 2002, el Procurador del Tesoro de la Nación emitió el Dictamen N° 235 que efectivamente habría requerido liquidar el 100% de los créditos por exportaciones en Argentina, en lugar del 30% establecido en el Decreto N° 1589/89, basado en el supuesto de que el Decreto N° 1589/89 había sido sustituido por otros Decretos (Decreto N° 530/91 y 1606/01) emitidos por el Estado Nacional. Luego de este dictamen, sin embargo, el Estado Nacional emitió el Decreto N° 2703/02 ordenando al Banco Central aplicar el régimen del 70%/30% establecido en el Decreto N° 1589/89.

Como resultado de la política cambiaria impulsada por el Estado Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 1722/2011, del 26 de octubre de 2011 se restableció el Decreto N° 2581/64 exigiendo que todas las empresas de petróleo, gas y sus derivados, deben repatriar el 100% de sus créditos en moneda extranjera vinculados a exportaciones y negociarlas en el MULC.

La Emisora promovió un reclamo impropio contra el Decreto N° 1722/2011 por considerar que el beneficio establecido en el Decreto N° 1589/89 ha sido incorporado a los títulos legales de sus concesiones y contratos de asociación y, por lo tanto, forman parte de un derecho adquirido que integra su derecho de propiedad en los términos del artículo 17 de la Constitución Nacional según los alcances que la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación le ha otorgado a esa garantía, además de cuestionar la constitucionalidad de la delegación legislativa efectuada. A la fecha de este Prospecto, dicha impugnación no ha sido resuelta

Aunque el requisito obligatorio impuesto por el Decreto N° 1722/2011 permanece vigente, su aplicación práctica se flexibilizó durante 2016, ya que el plazo requerido para la repatriación de los créditos por exportaciones en moneda extranjera se extendió considerablemente, de 30 días calendario a partir de diciembre 2015, hasta 5 años en diciembre de 2016, a través de las Resoluciones N° 91/2016 y N° 242/2016 de la Secretaría de Comercio. Más recientemente, la Secretaría de Comercio emitió la Resolución N° 47-E/2017 de enero de 2017 que prorrogó dicho plazo hasta 10 años. Por su parte, el Banco Central dictó en mayo de 2017 la Comunicación “A” 6244 (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 6312) que, con efectos a partir del 1° de julio de 2017, eliminó la totalidad de las restricciones cambiarias vigentes, manteniendo exclusivamente la vigencia de ciertos regímenes informativos y la obligación de ingresar y liquidar las divisas provenientes de exportaciones de bienes, dentro de los plazos previstos por la Resolución N° 47-E/2017 de la Secretaría de Comercio. La Comunicación “A” 6244 del Banco Central dejó sin efecto las Comunicaciones “A” 5235 y 5262, que aclaraban los alcances y los

requisitos que debían cumplir las empresas de petróleo y gas a fin de ingresar y liquidar en el MULC el contravalor en divisas de las exportaciones de petróleo, gas y derivados.

Si bien la mayor parte de la gestión anterior se había caracterizado por la progresiva derogación en materia cambiaria y de limitaciones a las exportaciones, en el último período, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 se restablecieron gran parte de las restricciones vigentes durante la gestión de Fernández de Kirchner. En un primer momento, estaba previsto que las medidas serían temporales, pero a partir del 31 de diciembre del 2019 fueron establecidas como permanentes. El mencionado Decreto fue reglamentado por la comunicación “A” 6770 del Banco Central (a la fecha de este Prospecto, el punto 7 de las Normas de Exterior y Cambios), que tuvo sucesivas modificaciones por el mismo medio. En este marco, desde el 2 de septiembre del 2019 se impuso la obligación a los exportadores de ingresar y liquidar al mercado de cambios el contravalor correspondiente a permisos de embarque oficializados de las exportaciones de diversos bienes, en el plazo de 5 días corridos a contar de la fecha de cumplimiento de embarque para el caso específico de hidrocarburos. Sin perjuicio del mencionado plazo máximo, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el término de 5 días hábiles desde la fecha de cobro. Para las exportaciones oficializadas con anterioridad al 2 de septiembre de 2019 que se encuentren pendientes de cobro, las divisas deberán ser ingresadas y liquidadas en un plazo máximo de 5 días hábiles a partir de la fecha de cobro.

FACTORES DE RIESGO

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

Riesgos relacionados con la Argentina

La pandemia del COVID-19 ha afectado y puede continuar afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, la condición financiera y los resultados de la Emisora.

El 18 de marzo de 2020, luego de que la Organización Mundial de la Salud declare al COVID-19 como una pandemia global, el Estado Nacional impuso medidas de aislamiento social obligatorias y cerró temporalmente las fronteras para prevenir la propagación de la enfermedad. Sin embargo, ciertas personas estaban exceptuadas de las medidas de aislamiento, como el personal de salud y los empleados de supermercados y farmacias, entre otros, así como ciertas actividades consideradas esenciales.

Desde la entrada en vigencia del aislamiento social preventivo y obligatorio, el Estado Nacional lo ha extendido en reiteradas oportunidades, incorporando en cada oportunidad nuevas actividades exceptuadas del aislamiento, con el objeto de reactivar la economía.

Ante un aumento sustancial en la cantidad de contagios en Argentina, y la llegada de la denominada “segunda ola”, el Estado Nacional dispuso una serie de medidas, efectivas a partir del 9 de abril de 2021, con el objeto de desacelerar el aumento de los contagios, intentando no afectar el desarrollo de actividades económicas.

Desde mediados del 2021 (época en la cual la segunda ola comenzó a decrecer) y hasta la segunda semana de diciembre de 2021, el Estado Nacional fue paulatinamente eliminando las medidas que regían desde la primera y la segunda ola. Con el avance de la vacunación y el marcado descenso de casos nuevos y fallecimientos, numerosas actividades reabrieron.

Sin embargo, a partir de la segunda semana de diciembre de 2021 y como consecuencia de la variante llamada Ómicron, varias jurisdicciones volvieron a implementar restricciones a la circulación.

A la fecha de este Prospecto, y con motivo de la reducción de los índices de mortalidad del virus y de demanda de cuidados intensivos, el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones comenzaron a flexibilizar y, en algunos casos, liberar las restricciones y medidas sanitarias. En dicho contexto el Ministerio de Salud dictó la Resolución N° 702/2022, mediante la cual se dispuso, entre otras cuestiones, nuevas recomendaciones de cuidados generales ante el COVID-19 y la eliminación de la obligación de distanciamiento social de dos metros.

Si bien las medidas adoptadas por el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones para hacer frente a la pandemia han afectado severamente a varios sectores de la industria, la Emisora ha podido mantener niveles de actividad sostenibles para su situación financiera y resultados. En este sentido, a pesar de estas últimas olas de contagios, al cierre del ejercicio 2021 la Emisora logró retomar niveles de actividad similares a los prepandémicos. En la cuenca Austral se perforaron durante el 2021 30 pozos, de los cuales tres fueron pozos exploratorios y se logró

reducir la declinación de gas a cifras por debajo del 7% interanual, con un promedio en el año 2021 de 4,69 MMm³/d de gas (promedio anual boca de pozo).

No obstante lo expuesto, tanto la pandemia del COVID 19 como las medidas para contrarrestarla que adopten el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones pueden continuar afectando el negocio, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Invertir en una economía de mercado independiente conlleva ciertos riesgos inherentes.

De conformidad con la reclasificación llevada adelante por Morgan Stanley Capital Index (MSCI) en su índice bursátil con vigencia a partir de noviembre de 2021, la Argentina es una economía de mercado independiente (*standalone*), e invertir en dichos mercados en general trae aparejados ciertos riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina, así como en otros países emergentes de América Latina, se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- controles de precios;
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central; y
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente, ya sea individualmente o en conjunto, podría tener consecuencias adversas para la economía argentina y el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Los resultados de las elecciones legislativas generan incertidumbre en el escenario económico y político argentino y, en consecuencia, en el negocio de la Emisora.

En las elecciones legislativas generales que se llevaron a cabo el 14 de noviembre de 2021, el partido opositor “Juntos por el Cambio”, obtuvo el 42,38% de los votos, mientras que el frente del oficialismo denominado “Frente de Todos”, obtuvo el 32,93% de los sufragios.

Como resultado de dichas elecciones, el oficialismo perdió su control en el Senado, dónde tenía quórum propio y perdió el control de la primera minoría en la Cámara de Diputados. El 10 de diciembre de 2021 los diputados y senadores electos asumieron sus bancas.

Por su parte, a nivel provincial y municipal también hubo elecciones legislativas. En varios distritos el partido oficialista a nivel nacional perdió por grandes diferencias frente al frente opositor.

El impacto de las elecciones y el efecto que pueden tener en el escenario económico y político argentino es incierto. En esta línea, la pérdida de mayoría en el Congreso podría afectar la

capacidad del Poder Ejecutivo de obtener la aprobación de los proyectos de ley que remita al Congreso para su aprobación. Por otra parte, la Emisora no puede garantizar que los programas y políticas actuales que aplican a la industria del petróleo y del gas tanto a nivel provincial como nacional continuarán en vigencia en el futuro. Además, la Emisora no puede asegurar que el desenvolvimiento económico, regulatorio, social y político de Argentina luego de las elecciones no afectará el negocio, las condiciones financieras o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora depende de las condiciones macroeconómicas de Argentina.

Las actividades y los resultados financieros de la Emisora dependen en forma significativa de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. La Emisora es una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina y sustancialmente todas sus operaciones, activos e ingresos se encuentran ubicados o se obtienen en Argentina. Por lo tanto, la situación financiera y los resultados de la Emisora dependen significativamente de las condiciones económicas y políticas de Argentina, así como del valor del peso con respecto a otras divisas. Durante los últimos diez años la economía argentina creció, sin embargo, según información del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina (“INDEC”), la economía se contrajo en 2016 y se recuperó levemente en 2017. Durante el 2018, la economía argentina experimentó una fuerte recesión, que continuó en 2019, llevando a la administración anterior a celebrar un contrato de préstamo internacional *stand-by* (el “**Préstamo Stand-By con el FMI**”) con el Fondo Monetario Internacional (“**FMI**”) a 36 meses por US\$ 50.000 millones de dólares en junio de dicho año. A fines de septiembre del 2018 se acordó con el organismo un aumento de los fondos a liberar en virtud del préstamo, que pasaron a ser de US\$ 57.100 millones.

A la fecha de este Prospecto, Argentina recibió desembolsos por aproximadamente US\$44.100 millones, en cinco tramos: US\$15.000 millones en junio de 2018, US\$5.700 millones en octubre de 2018, US\$7.600 millones en diciembre de 2018, US\$10.800 millones en abril de 2019, y US\$5.300 millones en julio de 2019.

Frente a las evidentes dificultades para afrontar los pagos de la deuda, el 31 de agosto de 2020 la nueva administración reestructuró el 99,01% del capital en circulación de la deuda externa con inversores privados. Asimismo, el 4 de septiembre de 2020 reestructuró el 98,80% del capital en circulación de la deuda local en moneda extranjera.

Asimismo, con fecha 22 de junio de 2021, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el Club de París, a través del cual se acordó el pago del 18% de la deuda con vencimiento el 31 de mayo de 2021, en dos cuotas pagaderas durante el tercer cuatrimestre de 2021 y el primer cuatrimestre de 2022, y la prórroga del vencimiento del restante 82% al 31 de marzo de 2022.

Adicionalmente, con fecha 28 de enero de 2022, el Estado Nacional anunció haber llegado a un entendimiento para refinanciar el Préstamo Stand-by con el FMI (el “**Entendimiento con el FMI**”). Dicho entendimiento comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales asumidas por el Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previando una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024).

Por otra parte, con fecha 3 de marzo de 2022, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el FMI para el otorgamiento de un nuevo préstamo (el “**Nuevo Préstamo del FMI**”) a la Argentina bajo el cual se desembolsarán un total de de US\$45.000 millones, sumas necesarias para realizar los pagos bajo el Préstamo Stand-by con el FMI y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2034. Se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará

el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas. La solicitud del Nuevo Préstamo del FMI y el Entendimiento con el FMI fueron aprobados por ambas Cámaras del Congreso Nacional y por el Directorio del FMI.

En el supuesto que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas.

Teniendo en cuenta ello junto con otros factores económicos, puede afirmarse que el panorama es de incertidumbre, respecto tanto de la sostenibilidad del crecimiento económico como de otros factores que tienen impacto en la economía argentina, entre otros el tipo de cambio, los niveles de inflación, los precios de los *commodities*, las reservas del Banco Central, la deuda pública, la presión fiscal, y los niveles de déficit comercial y fiscal.

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

En adición a las medidas adoptadas para paliar los efectos de la pandemia provocada por el COVID-19, desde que entró en funciones, la nueva administración anunció e implementó varias reformas económicas y políticas, incluyendo, sin limitación, las siguientes:

- Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Tarifas. Con fecha 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley Nro. 27.541 denominada de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (la “**Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva**”) que, entre otras cuestiones, declaró la emergencia en materia energética hasta el 31 de diciembre de 2020 y dispuso el congelamiento por 180 días de los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural. Asimismo, se estableció la intervención de los entes reguladores de la electricidad y gas, Ente Nacional Regulador de la Electricidad y Ente Nacional Regulador del Gas (“**ENRE**” y “**ENARGAS**”, respectivamente) por un año y se sujetó a la competencia de dicho órgano a las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima y Empresa Distribuidora Sur (“**EDEENOR**” y “**EDESUR**”), que habían sido transferidas a la Ciudad y a la Provincia de Buenos Aires. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural fue posteriormente prorrogado por 180 días adicionales a través del Decreto N° 543/2020 y prorrogado en último lugar mediante el DNU N° 1020/2020 por 90 días corridos 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, con los alcances que en cada caso corresponda. El 14 de marzo de 2021, el ENRE habilitó el Registro de Participantes para las Audiencias Públicas en el marco del proceso de revisión tarifaria integral convocada a través de las Resoluciones N° ENRE N° 53/2021, 54/2021, 55/2021, 56/2021 y 57/2021. A través de las Resoluciones ENRE N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE definió un incremento para el año 2021 del 9% de la tarifa promedio de los usuarios de Edenor y Edesur. El 10 de agosto de 2021, el ENRE habilitó con las Resoluciones N° 262/2021 y 263/2021 el aumento de tarifas para grandes usuarios de energía eléctrica. El 3 de noviembre de 2021, mediante la Resolución N° 1029/2021 de la Secretaría de Energía, se determinó el congelamiento de la tarifa eléctrica mayorista hasta fines de abril de 2022. Dicha medida estableció un precio de referencia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica hasta el fin de verano y el Estado Nacional será quien cubra con subsidios la diferencia entre el costo de generación de electricidad y el precio de referencia. A través de las Resoluciones ENRE N° 41 y 42, se estableció un nuevo cuadro tarifario, con vigencia a partir del

1 de febrero de 2022, para EDENOR y EDESUR, aumentando los valores para los grandes usuarios y manteniéndolos para los usuarios residenciales.

- Emergencia Ocupacional. A través del DNU N° 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, la actual administración declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, posteriormente prorrogada en forma sucesiva por los decretos N° 528/2020, N° 961/2020 y N° 39/2021 y N° 886/2021, hasta el 30 de junio de 2022. Asimismo, el Estado Nacional dispuso que en caso de producirse un despido sin justa causa, el trabajador tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización legal (estas disposiciones no aplican a las relaciones laborales iniciadas en el sector privado a partir del día 14 de diciembre de 2019). El Decreto N° 413/2021, además, prorrogó la prohibición de efectuar despidos o suspensiones sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor hasta el 31 de diciembre de 2021. El 24 de diciembre de 2021 el Estado Nacional dictó el Decreto N° 886/2021, el cual, con el objetivo de establecer una reducción gradual de la doble indemnización por despidos sin causa, dispuso un incremento equivalente al 75% de la indemnización legal en caso de despido sin causa con efectos desde el 1° de enero al 28 de febrero de 2022, un incremento equivalente al 50% de la indemnización correspondiente entre el 1° de marzo y el 30 de abril de 2022, y un incremento equivalente al 25% de la indemnización correspondiente entre el 1° de mayo y el 30 de junio de 2022. En ningún caso la compensación adicional prevista por el Decreto N° 866/2021 podrá exceder los \$500.000.

- Reperfilamiento de la deuda pública bajo ley argentina. El 20 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 49/2019, el Poder Ejecutivo dispuso que las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a ciertas Letras del Tesoro en Dólares Estadounidenses fueran postergadas en su totalidad al 31 de agosto de 2020. Adicionalmente, a través del Decreto N° 141/20 de fecha 12 de febrero de 2020, el Poder Ejecutivo dispuso la postergación del pago de la amortización correspondiente a los bonos de Argentina bajo ley local en moneda dual con vencimiento en 2020 en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpió el devengamiento de intereses. Mediante Decreto N° 346/2020 de fecha 5 de abril de 2020, la actual administración dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares Estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Economía. Adicionalmente, con fecha 4 de agosto de 2020 el Congreso de la Nación aprobó un proyecto de ley para la reestructuración de deuda pública emitida bajo ley argentina, con el objetivo de darle a los acreedores locales, un trato similar al conseguido en el acuerdo de reestructuración con ciertos acreedores bajo ley extranjera. Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N° 381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración. Posteriormente, tras finalizar el período de adhesión temprana, el 4 de septiembre de 2020 el Estado Nacional comunicó que la invitación de canje de títulos denominados en moneda extranjera emitidos bajo ley argentina tuvo una aceptación equivalente al 98,80% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles. A su vez, un grupo de acreedores de títulos en moneda extranjera que había quedado fuera de la reestructuración que tuvo lugar en 2020, ingresó al canje en 2021 por un monto adicional de 42,5 millones de dólares estadounidenses, logrando así un porcentaje de aceptación del 99,65% del monto total.

- Reestructuración de la deuda pública bajo ley extranjera. Con fecha 12 de febrero de 2020, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delegó y autorizó al Poder Ejecutivo la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar

sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo los medios necesarios para la consecución de ello.

Con fecha 4 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional informó haber llegado a un acuerdo de reestructuración de la deuda con ciertos tenedores de bonos. Con fecha 28 de agosto de 2020 cerró el período para manifestar el consentimiento a la oferta presentada por el Estado Nacional. El 31 de agosto de 2020 la actual administración anunció que la oferta obtuvo el 93,55% de aceptación, lo que permitió el canje del 99% de los bonos a ser reestructurados.

Asimismo, con fecha 22 de junio de 2021, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el Club de París, a través del cual se acordó el pago del 18% de la deuda con vencimiento el 31 de mayo de 2021, en dos cuotas pagaderas durante el tercer cuatrimestre de 2021 y el primer cuatrimestre de 2022, y la prórroga del vencimiento del restante 82% al 31 de marzo de 2022.

Paralelamente, el Estado Nacional anunció haber llegado a un entendimiento para refinanciar el Préstamo Stand-by con el FMI. Dicho entendimiento comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales por parte del Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024). Asimismo, comprende el otorgamiento del Nuevo Préstamo del FMI a la Argentina bajo el cual se desembolsarán las sumas necesarias para realizar los pagos bajo el Préstamo Stand-by con el FMI y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2032. Asimismo, se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas.

El Entendimiento con el FMI y el Nuevo Préstamo del FMI fueron aprobados por ambas Cámaras del Congreso Nacional y por el Directorio del FMI. Ver “*–La Emisora depende de las condiciones macroeconómicas de Argentina.*” en esta Sección.

- Ley de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública. Con fecha 3 de marzo de 2021 entró en vigencia la Ley N° 27.612 de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública que establece que la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de cada ejercicio deberá prever un porcentaje máximo para la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras respecto del monto total de las emisiones de títulos públicos autorizadas para ese ejercicio. Asimismo, dicha ley dispone que toda emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras que supere dicho porcentaje y todo programa de financiamiento u operación de crédito público realizados con el FMI, así como también cualquier ampliación de los montos de esos programas u operaciones, requerirá de una ley del Congreso de la Nación que lo apruebe expresamente, y no podrán tener como destino el financiamiento de gastos primarios corrientes, a excepción de los gastos extraordinarios previstos en el artículo 39 de la Ley N° 24.156 de Administración Financiera.

- Plan GasAr. Con fecha 16 de noviembre de 2020, mediante el Decreto 892/2020, el Poder Ejecutivo creó el Plan GasAr, un plan de subsidios orientado a promover la producción del gas natural para los años 2020-2024. Derogando a su vez las Resoluciones N° 80/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) y N° 175/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda. El Decreto 892/2020 fue complementado por la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de energía, que contempla procedimientos especiales de autorización para exportaciones de gas

natural en el marco del Plan GasAr, y el punto 3.4.4.2. de las Normas sobre Exterior y Cambios que establece requisitos de acceso al MLC en relación con fondos obtenidos para proyectos enmarcados en el Plan GasAr, entre otros. Para mayor información, ver “*Antecedentes Financieros - Precios del Gas y Subsidios – Plan GasAr*” en este Prospecto.”

En la última apertura de las sesiones legislativas, con fecha 1° de marzo de 2022, el actual Presidente de la Nación expresó que la situación del Poder Judicial es grave, y destacó la necesidad de una reforma integral de administración de justicia federal. Denunció, a su vez, que existe complicidad entre el Poder Judicial con lo que llamó “el poder económico”.

A la fecha de este Prospecto, no se puede predecir el impacto que estas medidas y cualquier otra medida que el Estado Nacional pueda adoptar en el futuro tendrían sobre la economía argentina en general y el sector energético en particular. Algunas de las medidas propuestas por el Estado Nacional han generado y pueden generar oposición política y social, lo cual a su vez puede evitar que el Estado Nacional adopte esas medidas tal como las propuso.

La incertidumbre política en Argentina relacionada con las medidas que adopte el Estado Nacional con respecto a la economía del país podría volatilizar los precios de mercado de los títulos de empresas argentinas. No es posible ofrecer ninguna garantía sobre qué políticas implementará el Estado Nacional ni asegurar que los acontecimientos políticos en Argentina no afectarán la situación patrimonial ni los resultados las operaciones de la Emisora.

La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el actual gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Solidaridad denominada Ley de Solidaridad declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para asegurar las sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras.

En dicho marco, se estableció suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas por un plazo de 180 días, que fue sucesivamente prorrogada hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. Asimismo, se preveía que los distribuidores de gas y energía (entre otros servicios provistos) no podrían cortar los suministros de gas o energía eléctrica a los usuarios que registren deudas con los distribuidores.

Con fecha 17 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral. El proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, mediante el Decreto N° 1020/2020 se prorrogaron las intervenciones del ENARGAS y del ENRE, dispuestas respectivamente mediante los Decretos N° 277/2020, 278/2020 y 963/2020, incluyendo mandas y designaciones, por el plazo 1 año desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria, lo que ocurra primero.

En este sentido, el 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario. Con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a los distribuidores de energía eléctrica Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A. en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021.

Con fecha 23 de febrero de 2022, el Gobierno nacional dictó el Decreto 91/2022, por medio del cual descongeló por primera vez luego de casi tres años las tarifas de gas. A su vez, autorizó un aumento del 17%, en promedio, a partir de marzo de 2022, que será pagado a partir de abril de 2022. Este decreto puso en vigencia los nuevos acuerdos transitorios de renegociación (“Régimen Tarifario de Transición entre las empresas, el ENARGAS y el Estado Nacional”) habilitando aumentos para las distribuidoras y productoras.

Asimismo, para abril de 2022 se prevé la celebración de audiencias públicas a fin de considerar un aumento a las tarifas de gas, con el objeto de ajustar los precios mayoristas de la energía y bajar los subsidios del sector, conforme los compromisos asumidos por el Estado Nacional en el marco del Nuevo Préstamo del FMI.

Por otro lado, con fecha 15 de marzo de 2022, el actual secretario de Energía publicó una carta en la que afirma que la Secretaría de Energía recibió apenas el 21% de los fondos necesitados en marzo, lo cual desencadenaría, según advierte, las siguientes consecuencias: no se podrán pagar los cargamentos de GNL y de Gas Oil que IAESA y CAMMESA respectivamente deben atender anticipadamente en dólares; sobrevendrá una crisis por falta de combustibles para alimentar centrales térmicas del país; no se podrá pagar la provisión de Gas Boliviano; no se podrán efectuar los pagos a proveedores de Gas Natural provenientes de obligaciones asumidas por el Estado Nacional dentro del marco del Plan GasAr; no se podrán transferir los fondos destinados a mantener la Tarifa Social de Gas Natural; entre otros.

A la fecha de este Prospecto, se esperan nuevas medidas legislativas para reformar los sectores de energía e hidrocarburos a través del Congreso Nacional, pero resulta incierto cuando dichas medidas serán introducidas.

No es posible prever el impacto de esta ley ni las medidas que podrían ser adoptadas por la actual administración a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán los negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La actual administración implementó ciertas medidas con la intención de resolver la actual crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo.

Las políticas económicas desde la crisis de 2001-2002 tuvieron un efecto adverso sobre el sector energético de la Argentina. La omisión de revertir el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural impuesto durante la crisis económica de 2001-2002 creó un desincentivo para las inversiones en el sector energético. En lugar de ello, el Estado Nacional trató de incentivar las

inversiones subsidiando el consumo de energía. Esta política demostró ser ineficaz y operó como un desincentivo adicional para las inversiones en el sector energético y trajo aparejado el estancamiento de la producción de petróleo y gas y la generación, transmisión y distribución de electricidad mientras el consumo continuaba creciendo. Para abordar la escasez de energía que comenzó en 2011, el Gobierno Nacional aumentó las importaciones de energía, con implicancias adversas en la balanza comercial y las reservas internacionales del Banco Central.

En respuesta a la creciente crisis energética, la administración anterior declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que permaneció vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Gobierno Nacional adoptar medidas diseñadas para estabilizar el suministro de electricidad en el país, tales como impartir instrucciones al MEyM para diseñar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un plan coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico. Asimismo, la administración de Mauricio Macri eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó importantes ajustes a las tarifas de electricidad para reflejar los costos de generación.

Como consecuencia de ello, los precios promedio de la electricidad aumentaron. Al corregir las tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir el rol del Estado Nacional como participante activo del mercado, la administración anterior se propuso corregir las distorsiones en el sector energético y estimular las inversiones. No obstante, algunas iniciativas de la administración saliente fueron objetadas por los tribunales argentinos y resultaron en medidas cautelares o fallos que limitaron sus iniciativas.

Durante 2016, en algunas provincias, mediante medidas cautelares de tribunales inferiores se suspendieron los aumentos de tarifas de electricidad implementados al 1° de febrero de 2016, ordenando al ex Ministerio de Energía y Minería y al ENARGAS a realizar audiencias públicas no vinculantes antes de la aprobación de dichos aumentos. Dichas audiencias públicas tuvieron lugar entre octubre y diciembre de 2016.

.Con fecha 16 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 por medio del cual se creó el Plan GasAr, un programa de estímulo aplicable a la producción de gas natural. En el marco de dicho programa, se licitó el suministro de ciertos volúmenes de gas, de los cuales la Emisora resultó adjudicataria. Para más información, ver “Antecedentes Financieros - Precios del Gas y Subsidios - Plan GasAr” en este Prospecto.

Por otra parte, en diciembre de 2020 la administración actual dio inicio a la Nueva Revisión Tarifaria Integral, y mantuvo el congelamiento de las tarifas de gas natural dispuesto con motivo de la Ley de Solidaridad hasta febrero de 2022.

El 15 de septiembre de 2021, el actual Presidente de la Nación presentó un proyecto de ley titulado Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas, con la finalidad de proveer previsibilidad y estabilidad a la industria hidrocarburífera y con ello, incrementar la producción e industrialización de hidrocarburos en el país. Para mayor información, ver “*Las operaciones de la Emisora están sujetas a extensas regulaciones*” en este Capítulo.

Asimismo, conforme los compromisos asumidos por el Estado Nacional en el marco del Nuevo Préstamo del FMI, se prevé reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas. Por otro lado, para abril de 2022 se prevé la celebración de audiencias públicas a fin de considerar un aumento a las tarifas de gas, con el objeto de ajustar los precios mayoristas de la energía y bajar los subsidios del sector.

A la fecha de este Prospecto, existe cierta incertidumbre respecto de la efectividad de las políticas de la administración de Alberto Fernández en el sector de energía y la industria hidrocarburífera. La Emisora no puede garantizar que las medidas a ser adoptadas por la administración actual no tendrán un efecto adverso a los negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, con períodos de bajo o nulo crecimiento y de contracción en los últimos tres años, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable, el nivel de empleo y las circunstancias políticas de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina se contrajo durante 2018, 2019, 2020 y 2021, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos de la administración pasada y la actual por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

La inflación continúa siendo muy alta, y se espera que continúe en niveles similares o incluso mayores en el futuro, habiendo alcanzado un 50,9% anual en 2021, 36,1% en 2020, 53,8% en 2019 y un 47,6% en 2018. Para mayor información, ver “*La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Capítulo;

El rendimiento del PBI depende en gran medida de la volatilidad de los precios de los *commodities*, que exceden el control del Estado Nacional y del sector privado. A la fecha de este Prospecto, como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, los precios de los *commodities* la volatilidad de los precios de los *commodities* se ha incrementado sustancialmente. Para mayor información, ver “*Una caída de los precios internacionales de los principales commodities de Argentina podría tener un efecto adverso sobre el crecimiento de la economía argentina*” en este Capítulo;

La deuda pública argentina continúa representando un porcentaje elevado del PBI;

El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando un déficit fiscal sustancial;

La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja para sostener la tasa de crecimiento de la última década;

Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;

El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;

El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados;

En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, la demanda de divisas creció, por lo que el gobierno introdujo controles de cambio a los efectos de frenar la fuga de capitales. Ver “*Información Adicional – Controles de Cambio*” en este Prospecto.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, su dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir su déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la

economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido al agravamiento de la crisis actual.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar adversamente afectada si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del Estado Nacional de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el Estado Nacional diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora no puede garantizar que una caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el Estado Nacional para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado (todos ellos sucesos que exceden nuestro control) no tendría un efecto adverso sobre sus negocios, su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

El peso ha sufrido, y continúa sufriendo, importantes devaluaciones frente al dólar estadounidense durante los últimos meses y podría encontrarse sujeto a fluctuaciones en el futuro. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del peso sobre la competitividad de algunos sectores de la economía argentina, ésta puede tener efectos negativos de alto alcance sobre la economía argentina y la situación financiera de empresas y particulares. La devaluación del peso en 2002, por ejemplo, tuvo un impacto negativo sobre la capacidad de las empresas argentinas de hacer frente a su deuda denominada en moneda extranjera, llevó inicialmente a una muy alta inflación, redujo significativamente los salarios reales y por consiguiente tuvo un impacto negativo sobre las empresas que dependen de la demanda del mercado interno y afectó adversamente la capacidad del gobierno de hacer frente a sus obligaciones de deuda extranjeras.

De acuerdo con la información publicada por el Banco de la Nación Argentina, el peso se depreció respecto al dólar estadounidense 58,4% en 2019, 35,5% en 2020 y 22,06% durante 2021. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la cotización del peso respecto al dólar estadounidense fue de \$102,7200 y \$84,1500, respectivamente, según la cotización del tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina. Como resultado de la volatilidad del tipo de cambio, en 2019 se restableció el régimen de control de cambios, el cual se mantiene vigente a la fecha de este Prospecto. Ver “*Información Adicional – Control de Cambios*” en este Prospecto.

Un aumento significativo en el valor del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso afectaría adversamente las exportaciones, lo que podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducirse la recaudación de impuestos en términos reales, dada su alta dependencia de los impuestos y las exportaciones.

Una parte significativa de las obligaciones financieras y de los ingresos de la Emisora se encuentra denominada en dólares estadounidenses, mientras que sus costos y gastos operativos están sustancialmente denominados en pesos. Dicha situación compensa el impacto que la devaluación del peso podría tener en la situación financiera y los resultados de la Emisora. Adicionalmente, durante el 2021 la Emisora logró un incremento del 22% al 46% de la participación del segmento industrial en sus ventas de gas, mejorando los plazos de cobro y reduciendo el riesgo de devaluación, en tanto los ingresos por ventas al sector industrial están

denominados en dólares y los plazos de cobros son menores a los registrado en los segmento de generación y distribuidoras.

No obstante lo expuesto, los efectos negativos que una devaluación significativa podría tener en la economía argentina podrían generar un impacto adverso en los resultados y la situación financiera de la Emisora.

Dada la situación económica y política de Argentina, la Emisora no puede asegurar si el peso se apreciará o depreciará con respecto al dólar estadounidense, el euro u otra divisa, ni en qué medida. La Emisora tampoco puede predecir de qué forma estas condiciones pueden impactar en su negocio. Asimismo, la Emisora no puede predecir si el gobierno modificará en el futuro su política económica, monetaria, fiscal o cambiaria. Si cualquiera de estos cambios tuviera lugar, la Emisora no puede anticipar cual sería el impacto en el tipo de cambio, ni tampoco cómo afectará dicha circunstancia a su situación financiera y resultados. Tampoco puede predecir cómo dichos cambios podrían afectar su habilidad de efectuar transferencias al exterior para el pago de las Obligaciones Negociables que se emitan en este marco. Ver *“La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”* en esta Sección.

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

A lo largo de los años, la inflación ha perjudicado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de establecer las condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas por un aumento significativo en los precios del combustible, la energía y los alimentos, entre otros productos. Según la información pública más reciente disponible, el índice de inflación fue del 53,8% para 2019, del 36,1% para 2020 y del 50,9% para el 2021.

Desde la asunción de funciones por la nueva administración, el Estado Nacional, a través del Ministro de Economía y el Banco Central, adoptó diversas medidas tendientes a desacelerar la inflación y controlar la devaluación del peso contra el dólar estadounidense. Estas medidas incluyeron, entre otras: (i) el dictado de nuevas restricciones cambiarias, (ii) el establecimiento de impuestos a ciertas operaciones de compra de divisa extranjera, (iii) el inicio de negociaciones con acreedores para reestructurar la deuda externa argentina; y (iv) el dictado de medidas para controlar los precios internos.

Un escenario de alta inflación podría afectar la competitividad de Argentina a nivel internacional, devaluando el peso y ocasionando un impacto negativo sobre el nivel de actividad económica. Asimismo, podría aumentar el nivel de desempleo y debilitar la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito a nivel nacional e internacional para las empresas. A su vez, una parte de la deuda argentina se ajusta a través del Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario cuyo cálculo se encuentra sustancialmente ligado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo en la inflación produciría un aumento en la deuda externa pública y, en consecuencia, en las obligaciones financieras del país, lo que podría agravar la presión sobre la economía argentina. Un elevado grado de incertidumbre e inestabilidad en términos de inflación podrían llevar a acortar los plazos contractuales y afectaría la toma de decisiones.

Ante el considerable aumento de la inflación durante los primeros meses del año 2022, el Gobierno Nacional anunció que adoptaría nuevas medidas para controlarla que incluirían, entre otras, controles de precios a los alimentos. A la fecha de este Prospecto, el Gobierno Nacional aún no ha dictado medidas concretas en esta línea.

Los índices de inflación podrían continuar aumentando en un futuro y generar incertidumbre respecto de los efectos que podrían tener las medidas adoptadas por el actual Estado Nacional, o

por las que sean adoptadas en el futuro para controlar la inflación, afectando significativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto.

La NIC 29 requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean reexpresados a fin de reflejar los efectos de la variación de un índice general de precios adecuado. La NIC 29 no prescribe cuándo se está en presencia de un escenario de hiperinflación, pero incluye diversas características para tomar como referencia. Tampoco identifica jurisdicciones de hiperinflación específicas. Sin embargo, en junio de 2018 la International Practices Task Force of the Centre for Quality (Fuerza de Tareas de Prácticas Contables Internacionales del Centro de Calidad en Auditoría) (“**IPTF**”), una entidad que monitorea a los “países altamente inflacionarios”, categorizó a la Argentina como un país con una tasa de inflación acumulada a tres años superior al 100%. También se encontraban presentes algunos de los demás factores cualitativos de la NIC 29. Por lo tanto, las sociedades argentinas que utilizan las NIIF, y que tengan definido al Peso como su moneda funcional, están obligadas a aplicar la NIC 29 a sus estados financieros por períodos que finalicen a partir del 1 de julio de 2018.

Los ajustes por inflación, inclusive la indexación en materia fiscal, como los requeridos por la NIC 29, se encontraban prohibidos por Ley N° 23.928. Adicionalmente, el Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional instruyó a los entes reguladores, como los Registros Públicos de Comercio, la Inspección General de Justicia de la Ciudad de Buenos Aires y la CNV a que acepten únicamente estados financieros que cumplieran con lo establecido por la Ley N° 23.928. No obstante, el 4 de diciembre de 2018, la Ley N° 27.468 anuló el Decreto 664 y reformó la Ley N° 23.928 disponiendo que ya no regía la prohibición de indexación de los estados financieros. Algunos entes reguladores como la CNV y la IGJ han requerido que los estados financieros a ser presentados ante tales organismos por períodos finalizados a partir del 31 de diciembre de 2018, sean reexpresados para reflejar la inflación siguiendo los lineamientos de la NIC 29. Sin embargo, a los efectos de determinar la indexación a los fines impositivos, la Ley N° 27.468 reemplazó el IPM con el IPC y modificó los estándares que deben estar presentes para que se desencadene el procedimiento de indexación fiscal.

Durante los primeros tres años a partir del 1° de enero de 2018, se aplicará la indexación a efectos impositivos cuando la variación del IPC supere el 55% en 2018, 30% en 2019 y 15% en 2020. La indexación fiscal determinada durante cualquiera de dichos ejercicios será imputada de la siguiente forma: 1/6 en ese mismo ejercicio fiscal y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco años.

A partir del 1° de enero de 2021, el procedimiento de indexación fiscal se desencadenará al cumplirse estándares similares a los fijados por la NIC 29. En dicho sentido, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la inflación informada por el INDEC para el IPC fue del 50,9%.

En atención a lo expuesto, los estados financieros correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021, 31 de diciembre de 2020 y el 31 de diciembre de 2019 fueron confeccionados de acuerdo con la NIC 29 y por ende expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021, al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, respectivamente. Por su parte, los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022 también fueron confeccionados de acuerdo con la NIC 29 y, por lo tanto, se encuentran expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de

marzo de 2022. La aplicación de la NIC 29 afecta significativamente la comparabilidad de la información financiera expuesta en este Prospecto, razón por la cual el análisis e interpretación debe llevarse a cabo teniendo en cuenta las distintas monedas aplicadas para la exposición de los estados financieros correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021, el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de diciembre de 2019, y los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022. Ver “*Antecedentes Financieros – Información contable y financiera*” de este Prospecto.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido cuestionada en el pasado.

En el pasado, el INDEC experimentó un proceso de reformas institucionales y metodológicas que generaron controversia en relación con la credibilidad de la información que brindaba, incluida la inflación, el PBI, las tasas de desempleo y los niveles de pobreza.

Informes publicados por el FMI manifestaron que el personal del FMI utilizaba métodos alternativos de medición de la inflación, incluyendo los índices provistos por consultoras privadas, los cuales demostraban que los índices de inflación eran considerablemente superiores que aquellos publicados por el INDEC entre 2007 y 2015. El FMI también censuró a la Argentina por haber incumplido su obligación de adoptar sin dilación medidas para corregir la inexactitud de los datos relativos a la inflación y el PBI, conforme lo requerido por el Reglamento del FMI. Con motivo de la readecuación de los índices del INDEC durante la administración anterior, el directorio ejecutivo del FMI anunció el 9 de noviembre de 2016 el levantamiento de la declaración de censura impuesta a Argentina en 2013.

Si bien a la fecha de este Prospecto no se cuestionan las mediciones del INDEC del mismo modo que en el pasado, no puede asegurarse que dichas mediciones no sean objeto de cuestionamiento y su credibilidad no se vea afectada en el futuro. Cualquier cuestionamiento en la credibilidad de los índices económicos de Argentina podría tener un impacto negativo significativo en la economía y, como resultado de ello, en la capacidad de la Emisora de acceder a los mercados internacionales para financiar sus operaciones y crecimiento, afectando negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento en los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico.

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Estado Nacional logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. Sin embargo, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “**holdouts**”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón, bajo las cuales se han dictado sentencias en numerosos de dichos procedimientos.

Entre febrero y abril de 2016, el Estado Nacional suscribió acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamos pendientes en los tribunales de los Estados Unidos. Con la correspondiente aprobación del Congreso, en abril de 2016, Argentina emitió bonos por US\$16.500 millones, de los cuales US\$9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. A la fecha de este Prospecto, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

En junio de 2018, el Estado Nacional y el FMI anunciaron el acuerdo mediante el cual el FMI otorgó un préstamo standby a la Argentina por un monto inicial de hasta US\$50.000 millones por un plazo de hasta tres años. Este acuerdo fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI

con fecha 20 de junio de 2018, junto con el plan fiscal y económico propuesto por la Argentina. En los términos del acuerdo, con fecha 21 de junio de 2018 el FMI efectuó el primer desembolso por un importe de US\$15.000 millones, a fin de fortalecer la posición financiera, cambiaria y fiscal de la Argentina. Asimismo, el 26 de octubre de 2018, el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó la primera revisión del desempeño económico de la Argentina en virtud del acuerdo de 36 meses y otorgó un segundo desembolso por US\$5.631 millones. El Directorio Ejecutivo también aprobó una ampliación del Préstamo Standby con el FMI que incrementa el acceso al crédito por un monto de hasta aproximadamente US\$56.300 millones. Durante el mes de diciembre de 2018, el FMI otorgó un tercer desembolso por un monto de US\$7.600 millones, en abril de 2019 otorgó el cuarto desembolso por un monto de US\$10.835 millones y en junio de 2019 el Directorio Ejecutivo aprobó el otorgamiento del quinto desembolso por un monto de US\$5.400 millones, lo que eleva los desembolsos totales desde junio de 2018 hasta junio de 2019 de aproximadamente US\$44.100 millones. En virtud de tales desembolsos las reservas brutas del tesoro Argentino se incrementaron hasta contabilizar US\$68.732,2 millones.

A principios de septiembre de 2018, el Estado Nacional anunció un paquete de medidas alineadas con el Préstamo Standby con el FMI, que tiene como ejes, cambios en la política fiscal, a través de la reducción del gasto público y el aumento de la recaudación para lograr “equilibrio fiscal” en 2019.

El Estado Nacional también implementó cambios en la política monetaria y cambiaria, restringiendo la emisión de pesos, disminuyendo así la presión sobre la moneda extranjera.

Sin embargo, a pesar de todas las medidas adoptadas, como consecuencia de la situación económica, el FMI no desembolsó el monto previsto para septiembre de 2019.

Sumado a ello, luego del resultado de las elecciones primarias de 2019, los indicadores de riesgo país alcanzaron los 2.200 puntos, causando una depreciación de los bonos nacionales. En forma adicional, la deuda externa argentina pasó a representar de 13,9% del PIB a fines de 2015 a 40,1% del PIB en el segundo trimestre de 2019.

Como consecuencia de ello, el 29 de agosto de 2019 mediante el Decreto N° 596/2019 la anterior administración anunció el reperfilamiento de su deuda, el cual consistió en: (i) la extensión del plazo de pago para los bonos nacionales de corto vencimiento, cuyos tenedores sean personas jurídicas o personas físicas que hubieran adquirido los títulos luego del 31 de julio de 2019, quienes recibirán el pago total en un plazo de 3 y 6 meses (15% en el plazo original de vencimiento, 25% y 60% en el tercer y sexto mes desde el día de vencimiento original respectivamente); sin embargo, aquellas personas humanas que hayan adquirido los títulos previo al 31 de julio de 2019 recibieron su pago total en el plazo original de vencimiento; (ii) el envío de un proyecto de ley al Congreso Nacional de extender el plazo de vencimiento de otros bonos nacionales, sin quita alguna en el capital o interés; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento en bonos extranjeros; y (iv) una vez alcanzadas las metas fiscales, empezar conversaciones con el FMI en orden a reperfilar la fecha límite de pago, para evitar así el riesgo de incumplimiento entre 2020 y 2023. Por último, se definió que las personas humanas que invirtieron en fondos comunes de inversión cuyas carteras tenían títulos públicos de corto plazo alcanzados por la medida, tendrían el mismo derecho que se otorga a las personas humanas que invirtieron directamente en estos activos.

Con el cambio de gobierno, se pusieron en marcha una serie de comisiones de asesoramiento para elaborar propuestas para el pago de la deuda. El 20 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 49/2019, el Poder Ejecutivo dispuso que las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a ciertas Letras del Tesoro en Dólares Estadounidenses fueran postergadas en su totalidad al 31 de agosto de 2020. Adicionalmente, a través del Decreto N° 141/20 de fecha 12 de febrero de 2020, el Poder Ejecutivo dispuso la postergación del pago de la amortización correspondiente a los bonos de Argentina bajo ley local en moneda dual vencimiento 2020 en su

totalidad al día 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpió el devengamiento de intereses.

Vale destacar que el 14 de enero de 2020, el gobernador de la Provincia de Buenos Aires anunció que no estaba en condiciones de pagar un vencimiento de deuda de 275 millones de Dólares Estadounidenses previsto para el 26 de enero de 2020 respecto del Bono Buenos Aires 2021 (BP21), al 10,875% con vencimiento en 2021, y emplazó a los acreedores a aceptar un aplazamiento hasta mayo. Luego de negociaciones con el fin de diferir el pago del bono provincial, la Provincia de Buenos Aires no logró llegar a un acuerdo y pagó a los acreedores 250 millones de Dólares antes de caer en cesación de pagos.

Con fecha 12 de febrero de 2020, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delegó y autorizó al Poder Ejecutivo la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo los medios necesarios para la consecución de ello.

Mediante Decreto N° 346/2020 de fecha 5 de abril de 2020, la actual administración dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares Estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Economía. Adicionalmente, con fecha 4 de agosto el Congreso de la Nación aprobó un proyecto de ley para la reestructuración de deuda pública emitida bajo ley argentina, con el objetivo de darle a los acreedores locales, un trato similar al conseguido en el acuerdo de reestructuración con ciertos acreedores bajo ley extranjera. Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N°381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración. Posteriormente, tras finalizar el período de adhesión temprana, el 4 de septiembre de 2020 el Estado Nacional comunicó que la invitación de canje de títulos denominados en moneda extranjera emitidos bajo ley argentina tuvo una aceptación equivalente al 98,80% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles. Los tenedores de aquellos títulos que resulten elegibles que no adhirieron a la invitación a canjear continuarán con sus pagos diferidos hasta el 31 de diciembre de 2021.

Paralelamente, con fecha 4 de agosto de 2020, el Estado Nacional informó haber llegado a un acuerdo de reestructuración de la deuda denominada en moneda extranjera, y bajo ley extranjera, con ciertos acreedores. Con fecha 28 de agosto de 2020 cerró el período para manifestar el consentimiento a la oferta presentada por el Estado Nacional. El 31 de agosto de 2020 la actual administración anunció que la oferta obtuvo el 93,55% de aceptación, lo que permitió el canje del 99% de los bonos bajo ley extranjera a ser reestructurados.

Con fecha 3 de marzo de 2021 entró en vigencia la Ley N° 27.612 de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública que estableció que la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de cada ejercicio deberá prever un porcentaje máximo para la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras respecto del monto total de las emisiones de títulos públicos autorizadas para ese ejercicio. Asimismo, dicha ley dispuso que toda emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras que supere dicho porcentaje y todo programa de financiamiento u operación de crédito público realizados con el FMI, así como también cualquier ampliación de los montos de esos programas u operaciones, requerirá de una ley del Congreso de la Nación que lo apruebe expresamente, y no podrán tener como destino el financiamiento de gastos primarios corrientes, a excepción de los gastos extraordinarios previstos en el artículo 39 de la Ley N° 24.156 de Administración Financiera.

Paralelamente, el Estado Nacional anunció haber llegado a un entendimiento para refinanciar el Préstamo Stand-by con el FMI. Dicho entendimiento comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales por parte del Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024). Asimismo, comprende el otorgamiento del Nuevo Préstamo del FMI a la Argentina bajo el cual se desembolsarán las sumas necesarias para realizar los pagos bajo el Préstamo Stand-by con el FMI y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2032. Asimismo, se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas.

El Entendimiento con el FMI y el Nuevo Préstamo del FMI fueron aprobados por ambas Cámaras del Congreso Nacional y por el Directorio del FMI.

Con fecha 22 de junio de 2021, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el Club de París, a través del cual se acordó el pago del 18% de la deuda con vencimiento el 31 de mayo de 2021, en dos cuotas pagaderas durante el tercer cuatrimestre de 2021 y el primer cuatrimestre de 2022, y la prórroga del vencimiento del restante 82% al 31 de marzo de 2022. En fecha 22 de marzo de 2022, el Estado Nacional anuncio haber alcanzado un acuerdo para la prórroga hasta el 30 de junio de 2022 del entendimiento del 22 de junio de 2021 con el Club de París.

En el supuesto que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podría verse adversamente afectadas.

A la fecha del presente Prospecto, si bien se ha logrado finalizar con éxito el Canje, reestructurar su deuda pública externa e interna, y renegociar un nuevo programa con el FMI, aún resta. Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Estado Nacional de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en la capacidad de la Emisora para acceder a dichos mercados a fin de financiar sus operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja. Si el Estado Nacional incurriera nuevamente en un supuesto de incumplimiento, ello afectaría negativamente su valuación y términos de pago, lo que perjudicaría sensiblemente a la economía de Argentina y, en consecuencia, a los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En tal sentido, por todo lo mencionado, Argentina podría ver complicada su acceso al mercado internacional de capitales en los próximos años. Las potenciales consecuencias de la falta de éxito son poco claras, pero podrían afectar negativamente la capacidad del Estado Nacional de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales, inclusive podría decretarse el default de la deuda y, en

consecuencia, la capacidad de acceso de la Emisora a estos mercados también podría ser limitada.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar adversamente la economía y la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Entre 2007 y 2015, el Estado Nacional incrementó la intervención directa del gobierno en la economía, inclusive mediante la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles de cambio.

En 2008, el Estado Nacional nacionalizó el sistema privado de jubilaciones y pensiones (Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones). En abril de 2012, la administración anterior resolvió la nacionalización de YPF e introdujo grandes cambios al sistema bajo el cual operaban las compañías petroleras (ver “Información de la Emisora – Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y de transporte de gas” en este Prospecto).

En 2020, el Estado Nacional mediante el Decreto N° 522/2020, dispuso la intervención transitoria de la sociedad Vicentín S.A.I.C., por un plazo de 60 días, en el marco de su concurso preventivo y debido a razones de interés público. Sin embargo, el juez a cargo del proceso concurso rechazó la intervención, disponiendo que los administradores naturales de la sociedad continúen ejerciendo sus funciones y que los interventores designados por el Estado Nacional desarrollen sus tareas con el carácter de veedores controladores.

Por su parte, también el 2020, el Estado Nacional declaró el carácter de servicio público de los servicios de las tecnologías de información y comunicación (“TIC”) y de la telefonía móvil en todas sus modalidades. Adicionalmente, se estableció que los precios de estos servicios serán regulados por el Ente Nacional de Comunicaciones, el cual estableció limitaciones a los incrementos de tarifas por estos servicios. Durante 2020 y 2021 ciertas empresas de telecomunicaciones cuestionaron judicialmente la constitucionalidad de las medidas adoptadas por el Estado Nacional, logrando en algunos casos el dictado de medidas cautelares suspendiendo su aplicación por un tiempo determinado o hasta el dictado de una sentencia definitiva. A la fecha de este Prospecto, dichos procesos judiciales aún se encuentran en curso.

Fue repetidamente informado por economistas privados que las expropiaciones, controles de precios y de cambios y otras intervenciones del Estado Nacional en la economía han tenido un impacto negativo en el nivel de inversiones en la Argentina, el acceso de compañías argentinas al mercado de capitales internacional y las relaciones comerciales y diplomáticas con otros países. La Emisora no puede garantizar si el nivel de intervención en la economía por parte del Estado Nacional aumentará o si se adoptarán nuevas medidas de carácter intervencionista. La adopción de medidas de intervención podría ocasionar un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La implementación de nuevos controles de cambio y de restricciones a las transferencias de fondos al exterior y al ingreso de capitales podría tener un efecto sustancial adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, la actividad de la Emisora.

El 1° de septiembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 609/2019 (conforme fuera sucesivamente modificado) que reestableció las restricciones en materia de control de cambios, la mayoría de las cuales habían sido progresivamente derogadas desde 2015. El Decreto N° 609/2019 fue posteriormente regulado y complementado por diversas comunicaciones emitidas por el Banco Central. Como consecuencia de la pandemia del COVID-19, que intensificó la crisis económica en Argentina, el Banco Central fortaleció las restricciones y requisitos para la salida de fondos.

En línea con las restricciones vigentes en el pasado, las nuevas regulaciones del Banco Central establecieron limitaciones en el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario argentino, con el objetivo de estabilizar la economía argentina.

Si bien, a la fecha de este Prospecto, las normas del Banco Central, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos, otorgan acceso al mercado de cambios para cancelar capital o intereses (a su vencimiento) de deudas financieras pagaderas a acreedores no residentes, no se puede asegurar que en el futuro no se impondrán restricciones más severas que limiten el acceso al mercado de cambios en estos casos. De configurarse dicha situación, la Emisora podría verse perjudicada en el cumplimiento de sus obligaciones bajo su deuda financiera denominada en moneda extranjera.

La emergencia pública en materia ocupacional podría afectar adversamente las operaciones de la Emisora.

El 13 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 34/2019 (conforme fuera sucesivamente enmendado y prorrogado), el Poder Ejecutivo decretó la emergencia pública en materia ocupacional, por un plazo inicial de 180 días (y luego prorrogado en reiteradas oportunidades hasta el 30 de junio de 2022).

En los casos de despido sin justa causa, durante la vigencia del decreto, el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente, de conformidad con la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 (sus modificatorias y complementarias). La doble indemnización comprende todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción sin causa del contrato de trabajo. Con el dictado del Decreto N° 886/2021, tal esquema indemnizatorio fue reemplazado por uno que prevé que el trabajador despedido recibirá junto a la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación aplicable un porcentaje adicional calculado sobre la misma, cuyos valores se reducirán de forma escalonada por etapas conforme a los plazos previstos en dicho decreto.

El 31 de marzo de 2020, se dictó el Decreto N° 329/2020, en el marco de la crisis económica ocasionada por propagación de la pandemia del coronavirus. En dicho decreto se resolvió prohibir los despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor por el plazo de 60 días contados a partir del día de su publicación, con vencimiento el 30 de mayo de 2020. Sin embargo, este plazo fue sucesivamente prorrogado, encontrándose vigente hasta el 31 de diciembre de 2021. El 24 de diciembre de 2021 el Estado Nacional dictó el Decreto N° 886/2021, el cual, con el objetivo de establecer una reducción gradual de la doble indemnización por despidos sin causa, dispuso un incremento equivalente al 75% de la indemnización legal en caso de despido sin causa con efectos desde el 1° de enero al 28 de febrero de 2022, un incremento equivalente al 50% de la indemnización correspondiente entre el 1° de marzo y el 30 de abril de 2022, y un incremento equivalente al 25% de la indemnización correspondiente entre el 1° de mayo y el 30 de junio de 2022. En ningún caso la compensación adicional prevista por el Decreto N° 866/2021 podrá exceder los \$500.000.

Estas y otras medidas que podrían ser adoptadas en materia laboral, principalmente aquellas tendientes a aumentar los salarios u otorgar beneficios adicionales a los empleados, podrían generar un efecto adverso en el sector privado y específicamente en los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las medidas gubernamentales, así como la presión de los sindicatos, podrían exigir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, lo que podría aumentar los costos operativos de las empresas.

Las relaciones laborales en la Argentina se rigen por leyes específicas, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, determinan cómo deben conducirse las negociaciones salariales y otras negociaciones laborales. La mayor parte de las actividades industriales y comerciales están reguladas por convenios colectivos de trabajo específicos que agrupan a las empresas de acuerdo con los sectores industriales y sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, las empresas y sindicatos negocian aumentos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente de una determinada actividad comercial o industrial. Una vez que las empresas y los sindicatos llegan a un acuerdo respecto de los aumentos salariales y los beneficios laborales, dicho acuerdo es presentado a la autoridad laboral para su aprobación. Una vez aprobado el acuerdo por la autoridad laboral, las partes están obligadas por dicho acuerdo y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato pertinente y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo. Además, cada empresa tiene derecho, independientemente de los aumentos salariales obligatorios negociados con los sindicatos, a dar a sus empleados aumentos o beneficios adicionales conforme a un programa de remuneración variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han experimentado una importante presión de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar los salarios y proveer beneficios adicionales a los empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y sindicatos exigen importantes aumentos salariales. En el pasado, el Estado Nacional ha dictado leyes, reglamentaciones y decretos exigiendo a las empresas del sector privado mantener niveles mínimos de salarios y proveer beneficios específicos a los empleados. A la fecha de este Prospecto, de acuerdo con la Resolución N° 11/2021 del Consejo Nacional para el Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Ajustable”, emitida el 27 de septiembre de 2021, el salario mínimo vital y móvil se incrementó de la siguiente manera: (i) a partir del 1 de septiembre de 2021 hasta el 30 de septiembre de 2021, \$31.104; (ii) del 1 de octubre de 2021 al 31 de enero de 2022, \$32.000; y (iii) después del 1 de febrero de 2022, \$33.000.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas exigiendo aumentos salariales o beneficios adicionales para los empleados, y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para el dictado de dichas medidas. Cualquier aumento salarial o beneficio de los trabajadores podría resultar en mayores costos y menores resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluyendo la Emisora.

Una caída de los precios internacionales de los principales commodities de Argentina podría tener un efecto adverso sobre el crecimiento de la economía argentina.

Los altos precios de los *commodities* han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como en la recaudación del impuesto a las exportaciones. No obstante, esta dependencia de la exportación de determinados *commodities*, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios.

Los precios de los *commodities*, incluyendo a la soja, han caído significativamente debido a, en parte, un crecimiento más lento de China. Una continua caída de los precios internacionales de los principales *commodities* de Argentina podría tener un impacto significativo en los niveles de ingresos del gobierno y su capacidad de afrontar el pago de su deuda soberana, y podría generar también presiones inflacionarias o recesión. Cualquiera de estos resultados podría tener un impacto adverso en la economía Argentina y, por ende, en las operaciones de la Emisora. Además, condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de *commodities* por el sector agrícola, los que representan una porción significativa de los ingresos por exportaciones de Argentina.

Recientemente, sin embargo, como consecuencia del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, se pudo advertir una abrupta alza en los precios de varios *commodities*. En este sentido, por ejemplo, el valor la tonelada de trigo ha aumentado en un 30% desde el 1 de febrero 2022 al 1 de marzo de 2022. El petróleo y el gas, en ese mismo período de tiempo, han aumentado en un 18%. Estas alzas deben ser necesariamente analizadas en su contexto de extrema volatilidad, consecuencia de la escalada del conflicto bélico, sin descartar caídas abruptas de tales precios.

Bajos precios de los *commodities* tendrían un impacto negativo sobre los niveles de ingresos públicos, las divisas disponibles y la capacidad del gobierno de pagar su deuda soberana, y podrían generar recesión o presiones inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados podría tener un impacto negativo sobre el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

En los últimos años, el Estado Nacional ha aumentado sustancialmente el gasto público. Al 31 de diciembre de 2021, el gasto del sector público aumentó un 77% comparado con el 2020 y un déficit fiscal primario del 3% del PBI, de acuerdo con lo informado por el Ministerio de Economía. Un mayor deterioro de las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros de largo plazo, lo que podría a su vez resultar en un acceso más limitado a dichos mercados por parte de las empresas argentinas, incluyendo a la Emisora.

La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados globales y por los efectos “contagio” más generalizados.

La economía argentina es vulnerable a los factores externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. Los efectos actuales de la pandemia del COVID-19, que ha provocado un impacto significativo en los principales socios comerciales de Argentina, pueden continuar afectando las condiciones económicas en Argentina. La decreciente demanda de exportaciones argentinas puede tener un efecto materialmente adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que pueden generarse por sucesos adversos en la región o a nivel mundial, como por ejemplo la crisis en los mercados internacionales de 2009, que provocó una caída en la economía argentina en 2009, acompañado con altos niveles de inflación, depreciación del peso y una caída en la confianza de los consumidores e inversores. Las economías de los principales socios comerciales argentinos se están viendo seriamente afectada por la propagación del COVID-19, cuyos efectos en las economías de las principales potencias mundiales y su repercusión en la Argentina son actualmente visibles. Como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y las medidas económicas y sanitarias adoptadas por los distintos estados nacionales, la inflación a nivel global para 2021 ha sido mayor que la registrada para años anteriores y afectó economías desarrolladas como la de Estados Unidos, país que ha registrado una inflación anual cercana al 7%, su nivel más alto desde el año 1982.

A su vez, el conflicto bélico desatado entre Ucrania y Rusia ha provocado un impacto económico significativo a nivel mundial, causando una elevada volatilidad en los precios de los principales *commodities*. En este sentido, los precios del petróleo, de algunos productos

agrícolas y del metal se han disparado. Sin embargo, gobiernos de potencias mundiales como Estados Unidos están dictando medidas de emergencia tendientes a controlar estas subas.

Si bien las condiciones económicas varían de país en país, la percepción de los inversores sobre los eventos que ocurren en un país determinado puede afectar considerablemente el flujo de inversiones en otros países. Las reacciones de los inversores internacionales a los eventos que ocurren en un mercado determinado suelen demostrar un efecto “contagio” que desfavorezca a toda una región o clase de inversiones.

Cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias o económicas en los principales socios comerciales de Argentina o en las leyes o políticas de comercio exterior pueden generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un efecto negativo en las economías calificadas como independientes (*standalone*), incluyendo la economía argentina, que puede a su vez tener un impacto negativo en las operaciones de la Emisora.

Las medidas implementadas en el pasado y actualmente para reducir las importaciones podrían afectar adversamente la capacidad de la Emisora de acceder a bienes de capital necesarios para sus operaciones.

En 2012, el Estado Nacional adoptó un procedimiento de importaciones en virtud del cual las autoridades locales debían aprobar todas las importaciones de bienes y servicios a la Argentina como condición previa para otorgar acceso a los importadores al MULC para el pago de tales productos y servicios importados. En 2012, la Unión Europea, Estados Unidos y Japón iniciaron acciones ante la Organización Mundial de Comercio contra Argentina, respecto a los requisitos establecidos para autorizar las operaciones de importación. En enero de 2015, el panel de la OMC advirtió que dichas medidas no se condecían con las obligaciones asumidas por Argentina en su carácter de miembro de dicho organismo, por lo que resolvió su eliminación. El 22 de diciembre de 2015, por medio de la Resolución N° 3823, la AFIP eliminó el sistema de autorización de importaciones vigente desde 2012, denominado Declaración Jurada Anticipada de Importación y lo reemplazó por el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones. Las autoridades, entre otros cambios, deben dar respuesta a cualquier requerimiento de aprobación dentro de un plazo de diez días desde la fecha en que se presenta dicho requerimiento. Actualmente, la normativa en materia cambiaria establece varias restricciones de acceso al MLC para realizar pagos de importaciones al exterior (salvo ciertas excepciones). Estas restricciones afectan severamente la posibilidad de efectuar pagos al exterior por este tipo de conceptos, lo cual podría afectar adversamente la capacidad de la Emisora de acceder a bienes de capital necesarios para sus operaciones.

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

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

Más recientemente, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal arbitral CIADI resolvió que la Argentina había violado los términos del tratado bilateral de inversión celebrado con el Reino de España, con fundamento en que se había producido la expropiación ilegal por parte del Estado Argentino de la compañía Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral condenó a la Argentina a abonar una

indemnización por aproximadamente US\$328,8 millones, decisión que fue confirmada el 29 de mayo de 2019 al desestimar el comité de anulación la solicitud de anulación presentada por la Argentina contra el laudo del tribunal arbitral.

Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019, Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra la Argentina ante el CIADI por la estatización del sistema de jubilación privada decretada en 2008, por importes que superarían los US\$650 millones en conjunto.

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

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

No hacer frente adecuadamente a los riesgos reales y percibidos derivados del deterioro institucional y la corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido identificados como, y continúan siendo, grandes problemas para Argentina. En el índice de Percepción de Corrupción 2021 de Transparencia Internacional, que mide la corrupción de 167 países, Argentina ocupó el puesto 96, mientras que en 2020 y en 2019 ocupó los puestos 78 y 66, respectivamente.

Reconociendo que el no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad de atraer inversiones extranjeras, la administración anterior anunció diversas medidas destinadas a fortalecer las instituciones y reducir la corrupción. Estas medidas incluyeron la reducción de sentencias a cambio de cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, el embargo de bienes de funcionarios corruptos, aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras.

Como parte de las iniciativas indicadas en el párrafo precedente, con fecha 2 de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley N° 27.401 de Responsabilidad Penal de la Persona Jurídica, la cual establece un régimen de responsabilidad penal para las personas jurídicas privadas (ya sean de capital nacional o extranjero, con o sin participación estatal) por los delitos de cohecho y tráfico de influencias nacional y transnacional, negociaciones incompatibles con el ejercicio de la función pública, concusión, enriquecimiento ilícito de funcionarios y empleados, y balance e informes falsos, tipificados en los artículos 258, 258 bis, 265, 268 y 300 bis del Código Penal.

Sin perjuicio de lo expuesto precedentemente, no puede asegurarse que la implementación de las medidas referidas o cualquier otra medida tomada por el Estado Nacional en la materia, serán exitosas a los fines de prevenir la corrupción y el deterioro institucional. Tampoco puede predecirse el impacto que las distintas investigaciones penales en materia de corrupción contra funcionarios y ex funcionarios del Estado Nacional podría tener en la economía argentina.

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas

Las operaciones de la Emisora están sujetas a extensas regulaciones.

Las industrias del petróleo y gas están sujetas a una estricta regulación y control gubernamental. Como resultado de ello, las actividades de la Emisora dependen en gran medida de las

condiciones regulatorias y políticas vigentes en Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse adversamente afectados por los cambios regulatorios y políticos en Argentina. Por lo tanto, la Emisora enfrenta los siguientes riesgos y desafíos vinculados a la regulación y al control gubernamental del sector energético:

- limitaciones a la capacidad de la Emisora de aumentar los precios locales o de reflejar los efectos de impuestos internos más altos, aumentos en los costos de producción o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos, así como las fluctuaciones en nuestros precios internos;
- mayores impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones a los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos, derivadas principalmente del requerimiento de satisfacer la demanda interna;
- en relación con la política del Estado Nacional de brindar prioridad absoluta a la demanda interna, órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista local en exceso de los montos previamente contratados;
- restricciones a la importación de productos que podrían afectar la capacidad de la Emisora de cumplir con sus compromisos de suministro o los planes de crecimiento, según sea el caso;
- iniciativas legislativas y regulatorias en relación con el estímulo a actividades de perforación en yacimientos no convencionales, lo que podría afectar el desarrollo de los negocios de la Emisora;
- la implementación o imposición de requisitos de calidad más estrictos para los productos derivados del petróleo en Argentina;
- conflictos entre las reglamentaciones nacionales y provinciales; e
- intervención por el ENARGAS de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa.

El Estado Nacional introdujo ciertos cambios en las regulaciones y las políticas que rigen el sector energético con el objetivo de otorgarle absoluta prioridad a la demanda interna a precios estables a fin de sostener la recuperación económica. Como resultado de estos cambios, por ejemplo, en los días en los cuales existe escasez de gas, las exportaciones de gas natural (que también se ven afectadas por otras órdenes gubernamentales restrictivas) y el abastecimiento de gas a las industrias, plantas generadoras de electricidad y estaciones de servicio que venden gas natural comprimido, se ven interrumpidas por la prioridad brindada a los clientes residenciales a precios menores. No puede garantizarse que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y reglamentaciones no aportarán de manera adversa las condiciones financieras del negocio y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En enero de 2007, el Congreso Nacional aprobó la Ley, N° 26.197, por medio de la cual se modificó la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Tras dicha reforma, se estableció que el Congreso Nacional tiene el deber de sancionar leyes y reglamentaciones que tengan por finalidad el desarrollo de recursos naturales dentro de Argentina, mientras que los gobiernos provinciales son responsables de hacer cumplir estas leyes y administrar los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de sus respectivas provincias. No obstante, algunos gobiernos provinciales han interpretado la Ley N° 26.197 y el

artículo 124 de la Constitución Nacional como un otorgamiento a las provincias de facultades para sancionar sus propias reglamentaciones relativas a la exploración y explotación de petróleo y gas dentro de sus territorios. La Emisora no puede garantizar que las reglamentaciones o los impuestos (incluyendo regalías) sancionados por las provincias no estarán en conflicto con la Ley N° 26.197 u otras leyes nacionales, ni que dichas reglamentaciones e impuestos no afectarán adversamente las actividades, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Ley de Expropiación declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la soberanía hidrocarburífera en materia de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Además, entre sus objetivos se encuentra el desarrollo económico social equitativo, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias y regiones.

El 15 de septiembre de 2021, el Poder Ejecutivo elevó al Congreso Nacional un proyecto de ley titulado Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas, con la finalidad de proveer previsibilidad y estabilidad a la industria hidrocarburífera y con ello, incrementar la producción e industrialización de hidrocarburos en el país. Los principales objetivos del proyecto son el aumento de ingreso de divisas, impulsar inversiones estratégicas, incorporar valor agregado nacional y regional, garantizar el autoabastecimiento, entre otros. A la fecha de este Prospecto, el proyecto no ha sido aprobado por ninguna de las dos cámaras del Congreso Nacional.

La Emisora no puede asegurar que las medidas de intervención adoptadas por el gobierno no afectarán adversamente sus actividades, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Por lo tanto, la Emisora no puede asegurar que el marco regulatorio actual o las futuras políticas que adopte el gobierno para satisfacer la demanda interna no afectarán adversamente a la industria del petróleo y del gas.

Una caída sustancial o sostenida, así como la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y gas podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Una porción significativa de los ingresos de la Emisora se deriva de la venta de gas de crudo. La demanda y el precio del gas y del petróleo dependen fuertemente de una diversidad de factores, entre ellos, la oferta y la demanda internacional y regional, el nivel de demanda de productos de los consumidores, las condiciones climáticas, el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos, las medidas adoptadas por los gobiernos y carteles internacionales, y los acontecimientos económicos y políticos de orden mundial. Los precios internacionales del petróleo han fluctuado desde la segunda mitad de 2014 y es probable que continúen fluctuando significativamente en el futuro. Durante los últimos años, las fluctuaciones en el precio del petróleo han sido provocadas por diversos factores, entre los que se incluyen los acontecimientos políticos en los países productores de petróleo, en particular en Medio Oriente, la habilidad de la Organización de Países Productores de Petróleo (“OPEP”) y otros países productores de establecer y mantener los niveles de producción de crudo y los precios, la demanda global y regional de crudo, gas y productos derivados, la competencia derivadas de otras fuentes de energía, las regulaciones locales e internacionales, las condiciones climáticas, conflictos globales y actos de terrorismo. Actualmente, los precios internacionales del petróleo y gas atraviesan una situación de elevada volatilidad, como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. La Emisora no tiene control sobre estos factores. Cualquier cambio en los precios del crudo impacta en el precio de sus productos relacionados. Para mayor información, ver “*Los precios del petróleo y del gas podrían afectar el nivel de las inversiones de capital y podrían impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo.*”

Si bien en el pasado los precios del petróleo en Argentina no han necesariamente reflejado los aumentos o bajas en los precios internacionales del petróleo, una caída sostenida o significativa en los precios internacionales del petróleo, como la generada como consecuencia de la pandemia y los conflictos comerciales, podría afectar adversamente los precios del petróleo en el mercado local. En efecto, en abril de 2020, los precios internacionales del petróleo (WTI) bajaron hasta alcanzar una cotización negativa de US\$-40,1/bbl. Ello se debe principalmente a que el stock de petróleo crudo almacenado registro un incremento tal que se alcanzó la capacidad máxima de almacenamiento disponible en Estados Unidos. La falta de almacenamiento disponible, combinada con una situación de bajos precios del precio del petróleo crudo y la disminución en la demanda por el efecto del COVID 19, provocó la caída abrupta de los precios. A fines de febrero de 2021 los precios internacionales del petróleo (WTI) retomaron sus valores previos a la pandemia del COVID-19, superando por primera vez en un año los US\$60/bbl.

Si los precios internacionales del petróleo crudo tuvieran una tendencia a la baja por un período de tiempo prolongado y esto es reflejado en el precio interno del petróleo, que la Emisora no puede controlar, ello podría hacer que la viabilidad económica de los proyectos de perforación se viera reducida, provocar la pérdida de reservas probadas como resultado de las nuevas condiciones económicas y de reservas no desarrolladas probadas como resultado de los cambios en los planes de desarrollo de la Emisora, los cuales podrían afectar los resultados de las operaciones de la Emisora. También podría afectar otras presunciones y estimaciones y, como resultado de ello, afectar el valor de recuperación de algunos activos.

Por otra parte, con motivo de la flexibilización de las restricciones para la exportación de petróleo crudo implementadas por la administración anterior, la Emisora incrementó significativamente los volúmenes de su producción de petróleo crudo colocados en el exterior. Al 31 de diciembre de 2021, el 35% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron exportaciones, lo que representa el 15% de los ingresos de la Emisora.

Si bien la Emisora ha celebrado acuerdos de cobertura respecto de los precios del petróleo crudo, una caída sustancial de los precios internacionales del petróleo, como la que se registró durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020, podría generar un efecto adverso significativo para la situación financiera y las operaciones de la Emisora, en caso de que la producción no pueda ser colocada en el mercado interno a precios competitivos. Por otra parte, la implementación de nuevos controles a la exportación, la limitación de las exportaciones de petróleo crudo o el establecimiento de aranceles de exportación o en el país de destino, también podría tener un efecto adverso significativo para la Emisora. Ver “*Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – La Emisora está sujeta a restricciones directas e indirectas a las exportaciones*” y “*Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – Los derechos de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Prospecto.

Para mayor información sobre la volatilidad de los precios del petróleo y del gas ver “*Antecedentes Financieros - Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora*” en este Prospecto.

Los precios del petróleo y del gas podrían afectar el nivel de las inversiones de capital y podrían impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo.

Los precios que obtiene la Emisora por su producción de Petróleo y gas podrían afectar la viabilidad de las inversiones que la Emisora debe efectuar en nuevas Actividades de exploración y Desarrollo y, como resultado de ello, en el tiempo estimado y el monto de las proyecciones de inversiones de capital de la Emisora. El presupuesto de inversiones de capital de la Emisora es confeccionado teniendo en cuenta, entre otros factores, los precios de mercado del petróleo y del gas. En el caso que los precios domésticos del petróleo disminuyan, la posibilidad de mejorar los factores de recuperación de la Emisora y de identificar otros planes de inversión de capital

podría verse afectados y, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Adicionalmente, la caída de los precios del petróleo y del gas podría impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo y en los actuales niveles del inventario. Por ejemplo, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el incremento en la volatilidad de los precios del petróleo debido a las condiciones del mercado internacional como consecuencia de la imposibilidad de los países miembros de la OPEC+ de acordar los niveles de producción, agravada por los efectos del Covid-19, resultó en el deterioro del valor de los activos de la Emisora de propiedad, planta y equipo por un total de \$1.542,5 millones sobre sus activos en las UGEs de Dos Hermanos, Campo Boleadoras, La Maggie, María Inés y Cóndor, como consecuencia de la valuación del valor recuperable de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020. la Emisora

A la fecha del presente Prospecto, los precios del petróleo y del gas se encuentran en una situación de extrema volatilidad, como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. Por ejemplo, el precio del barril Brent desde la fecha de inicio del conflicto ha variado en más del 40% en menos de un mes. Si bien la tendencia es a la alza, los aumentos abruptos también podrían significar futuras caídas abruptas. En la Argentina, con fecha 14 de marzo de 2022, los precios de los combustibles subieron entre 9,5% y 11,5% con motivo del conflicto referido.

Futuras caídas de los precios del petróleo y del gas podrían provocar desvalorizaciones adicionales que, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

Debido a factores regulatorios, económicos y de políticas gubernamentales, los precios del petróleo y gas de la Emisora difieren de los precios vigentes en los mercados regionales e internacionales de dichos productos, y su capacidad de aumentar los precios ha estado, y continúa, limitada.

En este sentido, la fluctuación en los precios del petróleo y del gas en Argentina no refleja perfectamente los cambios al alza o a la baja del precio internacional de dichos productos y se encuentran sujetos a las políticas regulatorias locales en materia de energía, las cuales limitan la capacidad de la Emisora de establecer aumentos de los precios de sus productos en el mercado regulado. Ver “*Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Prospecto.

El 15 de septiembre de 2021 se presentó en comisión en el Senado un proyecto de ley con incentivos para la industria y para modificar la Ley de Hidrocarburos actualmente en vigencia. Desde su presentación de forma informativa no se ha vuelto a tratar. No es posible asegurar que, de aprobarse dicho proyecto de ley, la Emisora podrá mantener o aumentar los precios locales de sus productos. Las limitaciones a la capacidad de la Emisora de aumentar los precios del petróleo y del gas podrían afectar adversamente su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. Para mayor información, ver “*Las operaciones de la Emisora están sujetas a extensas regulaciones*” en esta Sección.

Del mismo modo, no es posible asegurar que los precios de los hidrocarburos en Argentina acompañarán los aumentos o disminuciones de los precios de hidrocarburos en los mercados internacionales o regionales. Las discrepancias entre los precios locales e internacionales pueden afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado.

La Emisora comercializa gas producido tanto en el mercado regulado de gas como en el mercado desregulado. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de gas representaron un 52% de los ingresos netos de la Emisora (incluyendo un 19% que representa los subsidios de gas del Estado Nacional), de las cuales aproximadamente el 49,7% se efectuó en el mercado regulado y el 50,3% en el mercado desregulado.

A la fecha de este Prospecto, y con motivo de la “contractualización” de la demanda prioritaria, en virtud del marco regulatorio actual la Emisora estima que continuará cumpliendo con los compromisos de suministro asumidos bajo los contratos celebrados en el mercado desregulado, dado que su producción no será objeto de redireccionamiento, como ocurría durante la vigencia de la Resolución N° 1410/2010. No obstante, la Emisora no puede asegurar que, debido a circunstancias excepcionales y de fuerza mayor, el Comité de Emergencia no asignará volúmenes de gas producidos por la Emisora para el abastecimiento de la demanda prioritaria que no le permitan cumplir con los compromisos de suministro asumidos en el mercado regulado.

Por ejemplo, en 2017 la Subsidiaria interpuso un recurso de reconsideración solicitando la anulación de un acta de reunión del Comité de Emergencia en virtud de la cual se requirió a la Subsidiaria la entrega de determinados volúmenes a la distribuidora Camuzzi, a fin de cubrir la demanda prioritaria. A la fecha de este Prospecto, dicho recurso se encuentra pendiente de resolución. Ver “*La regulación ambiental podría afectar adversamente la situación financiera y las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria, y el incumplimiento de dichas regulaciones podría resultar en la imposición de multas significativas o el incumplimiento de obligaciones importantes.*” en este Capítulo.

Cualquier modificación del marco regulatorio actual que restrinja a la Emisora la posibilidad de comercializar su producción en el mercado desregulado a precios acordados entre las partes, incremente la cuota del gas producido que la Emisora debe poner a disposición en el mercado regulado y/o reduzca los precios actuales del gas en el mercado regulado, podría afectar adversamente las ganancias de la Emisora y su capacidad de cumplir con los compromisos de suministro asumidos bajo los contratos celebrados en el mercado desregulado.

La Emisora está sujeta a restricciones directas e indirectas a las exportaciones.

La Ley de Hidrocarburos actual permite las exportaciones de hidrocarburos mientras no sean necesarias para el mercado interno y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 y las regulaciones conexas exigen que se tengan en cuenta las necesidades del mercado interno al autorizar exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado diferentes medidas que han resultado en restricciones a las exportaciones de petróleo y gas. De acuerdo a lo previsto por la legislación argentina, en particular la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas Natural y las Resoluciones N° 241-E/2017, N° 104/2018 y N° 360/2021 de la Secretaría de Energía, las exportaciones de petróleo crudo y de gas natural, así como la exportación de la mayoría de los derivados de los hidrocarburos, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía. Para obtener dicha autorización, las compañías de petróleo y gas que deseen exportar petróleo crudo o gas natural deben demostrar que la demanda local para dicho producto ha sido satisfecha o que las ofertas del producto a compradores locales fueron rechazadas.

Si bien respecto de ciertos productos, como GLP, aceites crudos de petróleo, propano crudo, butano, entre otros, la Resolución N° 241-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) ha flexibilizado dichos requisitos, siendo suficiente acreditar que se otorgó a los potenciales adquirentes la posibilidad de adquirir dichos productos, la Emisora no puede asegurar si el gobierno dictará medidas que flexibilicen aún más las



restricciones a las exportaciones o si serán suprimidas en su totalidad. La Emisora tampoco puede predecir si habrá un cambio de política que implique que se adopten, o si se adoptarán medidas en el futuro que afecten adversamente su capacidad de exportar gas, petróleo crudo, u otros productos y, en consecuencia, los resultados de sus operaciones.

El 11 de enero de 2017, ciertos productores y refinerías suscribieron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, mediante el cual se estableció un sendero de precios a fin de que el precio del barril de petróleo producido en Argentina se ajustase progresivamente a los precios internacionales, lo que efectivamente sucedió a partir del 1º de octubre de 2017, tras culminar anticipadamente la vigencia del acuerdo mencionado. No obstante, debido a la gran devaluación del peso argentino ocurrida durante el segundo trimestre de 2018, se celebraron, a instancias del Gobierno Nacional, nuevos acuerdos sectoriales mediante los cuales se convino no tomar en cuenta los precios internacionales de referencia para la fijación del precio del petróleo producido en la Argentina y adoptar, en su reemplazo, entre mayo y julio de ese año, ciertos valores de referencia prefijados a tal efecto.

El esquema anteriormente descrito fue modificado a través de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (y sus modificatorias y complementarias, entre otras la Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y la Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), los procedimientos para autorizaciones de exportación de gas natural, sobre base firme e interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia. En fecha 31 de octubre de 2019, se publicó la Disposición N° 284/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles en el Boletín Oficial, que aprobó el “Procedimiento Operativo para las Exportaciones de Gas Natural”, vigente hasta el 30 de septiembre de 2021. Mediante el dictado de la Resolución N° 360/2021, la Secretaría de Energía estableció un nuevo procedimiento de autorización de exportaciones de gas Natural. Ver “*Información de la Emisora – Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Gas Natural - Transporte y Distribución*” en este Prospecto.

Los derechos de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora.

La aprobación por el Congreso Nacional de la Ley N° 25.561 y sus modificatorias (la “**Ley de Emergencia Pública**”) en 2002 permitió al Poder Ejecutivo Nacional imponer aranceles a las exportaciones de hidrocarburos. De acuerdo con esta ley y posteriores reglamentaciones, desde marzo de 2002 el gobierno introdujo y gradualmente aumentó los derechos de exportación sobre el petróleo crudo, el GLP y el gas natural. Estos aranceles a las exportaciones de hidrocarburos en el pasado han impedido a la Emisora beneficiarse con los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo, los productos relacionados con el petróleo y el gas natural, han limitado la capacidad de la Emisora de contrarrestar o trasladar a los usuarios finales los aumentos en los costos de producción y han afectado significativamente su competitividad y resultados de las operaciones.

A través del Decreto n° 793/18, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se fijaron derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2020 a la tasa del 12% (doce por ciento) a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del Mercosur (NCM), alcanzando a todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto prevé que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podrá exceder de \$ 3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero

por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/18.

El Decreto n° 37/2019, publicado el 14 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, introdujo cambios en el régimen de los derechos de exportación, pero no modificó el aplicable a los hidrocarburos. En este sentido, si bien derogó el tope de \$4 (pesos argentinos cuatro) aplicable a otro tipo de mercaderías, mantuvo la vigencia del tope de \$3 (pesos argentinos tres) y mantuvo la inclusión de los hidrocarburos dentro de la mercadería alcanzada por el gravamen.

La Ley de Solidaridad, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observo la norma de la Ley de Solidaridad que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. Debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la epidemia de COVID-19, y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, mediante el Decreto N° 488/2020 se estableció un esquema para calcular la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía progresivamente según el precio internacional (Brent) fuese aumentando a determinados valores, hasta volver a la alícuota del 8% prevista en la ley de solidaridad. Dicha regulación tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. Para más información, ver “*Antecedentes Financieros – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*”, “*Marco regulatorio del Gas Natural - Restricciones a la importación y exportación*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – Los derechos de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora.*” en este Prospecto

Las actividades de la Emisora dependen cada vez más de la tecnología para el desarrollo de sus operaciones, incluyendo ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, por lo que la Emisora está expuesta a ciberataques y fallas de sistema.

Los sistemas, tecnología y redes de la Emisora, así como los de sus socios comerciales, podrían ser objeto de ciberataques o violaciones a sus sistemas de seguridad lo que podría provocar el uso no autorizado o la pérdida de información confidencial, así como causar otras dificultades en las operaciones de la Emisora. Además, ciertos ciberataques podrían no detectarse por un largo período de tiempo. Las operaciones de la Emisora dependen de la tecnología y los sistemas de información que utiliza para el procesamiento de información de operaciones, análisis sísmico, perforación de pozos y estimaciones de reservas. Aunque hasta la fecha la Emisora no ha experimentado pérdidas materiales relacionadas con ciberataques, la Emisora no puede asegurar que no será blanco de intentos de ataques en el futuro que puedan afectar sus actividades, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Dado que las amenazas de ciberataques son continuas, la Emisora podría incurrir en gastos adicionales para reforzar las medidas de seguridad de sus sistemas o para remediar cualquier vulnerabilidad que detecte en sus sistemas de información.

La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora.

Las estimaciones de reservas de la Emisora por el 99% de sus áreas han sido auditadas por DeGolyer y MacNaughton para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicho reporte de reservas no incluye información alguna con respecto a los cálculos para el área Sarmiento en Argentina, dado que dicha área era operada por la Emisora por medio de un contrato de servicios



con YPF que, a la fecha de este Prospecto, ha expirado y el área fue revertida, y el área en Venezuela, ya que la Emisora no ha recibido información de las operaciones del área. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela” en este Prospecto.

Los cálculos sobre las reservas de la Emisora incluidos en este Prospecto están sujetos a incertidumbres considerables. La ingeniería de reserva de petróleo y gas es un proceso subjetivo por el que se calcula acumulaciones de petróleo y gas que no puede ser medido de manera exacta, y los cálculos de otros ingenieros podrían diferir sustancialmente de aquellos aquí establecidos.

Al calcular cantidades de reservas de petróleo y gas surgen numerosas suposiciones e incertidumbre, incluyendo pero sin limitarse a las siguientes:

- Los resultados de las perforaciones, evaluaciones y producciones siguiendo las fechas de los cálculos, los cuales podrían requerir considerables revisiones;
- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y la interpretación y evaluación de dicha información;
- La evolución de la producción de los reservorios;
- Los desarrollos como adquisiciones y ventas, nuevos descubrimientos y extensiones de campos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación;
- Cambios en los precios de petróleo y gas natural, los cuales podrían tener un impacto sobre la magnitud de las reservas probadas, ya que las reservas están calculadas en condiciones económicas existentes desde la fecha en la que se realizan los cálculos (una disminución en el precio de petróleo y gas podría significar que las reservas ya no sean económicamente factibles para la explotación y, por lo tanto, no serían consideradas reservas probadas); y
- Impuestos y regalías vigentes, así como otras condiciones contractuales vigentes a la fecha en la que se realizaron los cálculos (los cambios en las regalías e impuestos aplicables, así como otras reglamentaciones relevantes podrían hacer que se considere a las reservas como algo económicamente no factible para la explotación).

Además, a menos que el petróleo y el gas sean reemplazados, podrían ser reducidos con el paso del tiempo, lo que, como consecuencia, llevaría a una disminución en la producción.

La mayoría de los factores, suposiciones y variables incluidas en los cálculos de las reservas escapan del control de la Emisora y están sujetos a cambios con el correr del tiempo. Por lo tanto, existe incertidumbre con respecto a las reservas calculadas de petróleo y gas, así como también con los pronósticos sobre el avance de la futura producción y la oportunidad y los costos de las inversiones para el desarrollo de dichas reservas. Por consiguiente, los cálculos de las reservas podrían diferir de las cantidades reales de petróleo y gas extraídas, en una medida considerablemente más baja que las reservas calculadas. Esto podría tener un impacto significativo en los resultados de las operaciones y de la situación financiera de la Emisora. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos una vez al año. Toda revisión de nuestros cálculos, incluso por factores más allá del control de la Emisora, como precios y situaciones económicas, podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Por lo tanto, no deberían sobreestimarse los cálculos de reservas. Para más información acerca de nuestras reservas, ver “Información de la Emisora—Actividades de Exploración y Producción—Producción de Petróleo y Gas—Reservas” en este Prospecto.

Si la Emisora no puede adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas, los resultados de sus operaciones podrían verse afectados.

El éxito futuro de la Emisora dependerá de, entre otras cosas, su habilidad para encontrar reservas adicionales de petróleo y gas y explotar económicamente el petróleo y gas de dichas reservas. Por lo tanto, su flujo de caja y sus ingresos dependen del éxito de la Emisora en desarrollar de manera eficiente sus reservas actuales, celebrando nuevos contratos de inversión y encontrar económicamente o adquirir reservas recuperables adicionales.

El negocio de la Emisora es de capital intensivo y quizá no pueda explorar con éxito o desarrollar más reservas. Ver “—*El negocio de la Emisora exige importantes inversiones en activos de capital*”. A menos que la Emisora sea exitosa en la exploración o desarrollo de sus reservas de petróleo y gas o en adquirir de otra manera reservas adicionales, sus reservas generalmente disminuirán mientras se produzca petróleo y gas. A partir del 31 de diciembre de 2020, las reservas probadas netas calculadas representaron un tiempo de reserva de aproximadamente 4,2 años de petróleo y 4,8 años de gas, o un tiempo de reserva demostrada neta combinada de aproximadamente 4,7 años. El desarrollo de las reservas subdesarrolladas de la Emisora podría tomar más tiempo y requerir altos niveles de gastos de capital de lo que nosotros podemos anticipar. Las demoras en el desarrollo de las reservas de la Emisora o el aumento en los costos para hacer perforaciones o desarrollar dichas reservas podrían reducir el valor de medida estándar de las reservas subdesarrolladas de la Emisora y de futuros ingresos netos calculados para dichas reservas, y puede llevar a que algunos proyectos ya no sean económicamente viables. La viabilidad económica de un bloque particular también depende de la cantidad de tiempo que queda según el plazo de concesión relevante y de si las futuras inversiones de capital son económicamente viables en dicho plazo. No se puede asegurar que la Emisora no tendrá demoras o aumentos en los costos para perforar y desarrollar nuestras reservas en el futuro, lo que podría llevar a una nueva clasificación de sus reservas, lo que, a su vez, podría afectar de manera adversa su negocio, situación financiera y resultado de operaciones.

A pesar de que la Emisora ha tenido éxito al identificar y desarrollar yacimientos explotables de manera comercial y al ubicar lugares de perforación en el pasado, tal vez no pueda replicar dicho éxito en el futuro.

La Emisora no puede asegurar que su exploración actual o futura y que las actividades de desarrollo tendrán éxito, que podrá implementar su programa de gastos de capital o adquirir reservas adicionales o que podrá explotar económicamente dichas reservas. Estas situaciones afectarían de manera adversa su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Los riesgos operativos y económicos relativos a la exploración y producción de petróleo y gas y el transporte de gas podrían afectar adversamente las actividades, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y de transporte de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales están más allá del control de la Emisora, como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, así como riesgos políticos y regulatorios, peligros naturales y otras incertidumbres, incluyendo las relativas a las características físicas de los yacimientos de petróleo o gas natural. Las operaciones de la Emisora pueden verse obstaculizadas, demoradas o ser canceladas, y las operaciones de la Emisora podrían encontrarse sujetas a incrementos de costos o costos excesivos debido a, entre otros factores, malas condiciones climáticas; dificultades mecánicas o de ingeniería imprevistas; escasez, demoras, falta de disponibilidad o altos costos de equipos esenciales para las operaciones; de abastecimiento, de personal y de servicios en los yacimientos; cumplimiento de los requisitos gubernamentales, leyes y regulaciones; litigios y otras disputas; bloqueos o embargos; incendios, explosiones, estallidos, fallas de las tuberías, formaciones con presión anormal y otras incertezas geológicas o ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, roturas o liberación de gases tóxicos. Además, los costos estimados de ejecución de los proyectos podrían no ser precisos y dependen de varios factores, incluyendo el

cumplimiento de los costos estimados y los costos de ingeniería, de contratación y de adquisición. Las actividades de perforación también están 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 costos. 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 de plantas de endulzado, compresión y tratamiento de gas y de instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, está sujeta a todos los riesgos inherentes en general a dichas operaciones. Además, la Emisora opera en áreas políticamente sensibles en las que los intereses de la población nativa pueden estar en conflicto con los objetivos de producción de la Emisora. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos podría impedir que la Emisora recupere su inversión inicial y afectar adversamente sus actividades, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La información sísmica utilizada por la Emisora se encuentra sujeta a interpretación y podría no identificar adecuadamente la presencia de petróleo crudo y gas natural.

Aun cuando la información sísmica y las técnicas de visualización sean aplicadas e interpretadas correctamente, se trata de herramientas de asistencia a los geólogos para la identificación de superficies en las que eventualmente pueda haber presencia de hidrocarburos y no permiten al intérprete determinar si efectivamente hay presencia de hidrocarburos en dichas superficies. Además, el uso de tecnología sísmica y otras tecnologías requieren altos niveles de gastos pre-perforatorios, lo que podría generar pérdidas para la Emisora. Debido a estas incertidumbres, algunas de las actividades perforatorias de la Emisora podrían no ser exitosas o no resultar económicamente viables y el resultado agregado de pozos exitosos o los niveles de éxito perforatorio de la Emisora en un área determinada podrían caer, lo que podría generar un efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La intensa competencia en la industria de exploración y producción de petróleo y gas puede afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La actividad de exploración y producción de petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. La Emisora compite con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que la Emisora y, en 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 función de ello, la Emisora 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 su situación y financiera y los resultados de sus operaciones.

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

En mayo de 2004, el Estado Nacional anunció la creación de ENARSA (actualmente, IEASA), una empresa estatal de energía e hidrocarburos, con el fin de mejorar el nivel de reservas de hidrocarburos, aumentar la producción de gas, solucionar los problemas de transporte de gas y transmisión de electricidad y abastecer de gas y electricidad al mercado interno a precios accesibles para los consumidores. En abril de 2012, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Expropiación, expropiando el 51% de las acciones de YPF de propiedad de la empresa de energía española Repsol YPF. Del 51% del total de las acciones a ser expropiadas, el 51% se espera que esté en poder del Estado Nacional y el 49% restante se espera que esté en poder de las provincias argentinas productoras de petróleo. YPF es la empresa de energía líder de Argentina, cuyos predecesores operan desde la década de 1920, y actualmente tiene una



Adrián Meszaros
Subdelegado

posición de mercado dominante en los segmentos de exploración y producción (*upstream*) y de transporte y almacenamiento (*midstream*) del país. IEASA e YPF poseen y utilizan recursos financieros, técnicos y de personal significativamente mayores que los de la Emisora y por ende pueden estar mejor posicionadas para sacar provecho de las oportunidades de negocios futuras.

La comercialización de los productos de la Emisora depende de su capacidad de acceder a equipamiento e instalaciones en forma oportuna.

La capacidad de la Emisora de comercializar su producción depende en gran medida de su capacidad de acceder al equipamiento y las instalaciones necesarias para el procesamiento, acopio y transporte de la producción (como ductos, estaciones de carga, etc.), así como otras instalaciones relevantes, las que podrían ser propiedad de terceros o no existir en zonas cercanas a las áreas de producción. La imposibilidad de obtener acceso a dicho equipamiento e instalaciones en términos aceptables (incluyendo los costos de construcción de ser necesario) y en forma oportuna podrían afectar significativamente las actividades de la Emisora. Si el acceso a las instalaciones de transporte o procesamiento es limitado o no está disponible cuando es necesario, la Emisora podría verse obligada a abandonar pozos. La imposibilidad de generar ingresos de los pozos perforados por la Emisora durante un extenso período de tiempo podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Además, el abandono de pozos podría acarrear problemas técnicos, lo que podría provocar una caída de la producción y un incremento en los costos de remediación lo que, a su vez, podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Los cobros por ventas de gas a distribuidoras podrían sufrir demoras, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o cobrar de forma oportuna, los pagos por ventas de gas a distribuidoras, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Al 31 de diciembre de 2021, las ventas de gas de la Emisora a empresas distribuidoras representaron el 28% de los ingresos de la Emisora.

En el marco de las medidas de congelamiento tarifario adoptadas por la administración actual, que se mantendrá vigente hasta tanto se cumpla el plazo de la suspensión prevista por la Ley de Solidaridad (conforme fuere sucesivamente prorrogada) o se llegara a un acuerdo definitivo bajo la Nueva Revisión Tarifaria Integral, la situación financiera de las empresas distribuidoras de gas a las que la Emisora vende parte de su producción de gas se ha visto afectada.

Si bien a la fecha de este Prospecto, la Emisora no registra demoras sustanciales en sus cobros por ventas de gas a empresas distribuidoras, la Emisora no puede asegurar que ello no ocurrirá en el futuro si se mantiene el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad, o no se arribara a un acuerdo con las empresas distribuidoras en el marco de la Nueva Revisión Tarifaria Integral. Cualquier demora significativa en los pagos por las ventas de gas a distribuidora o la interrupción de dichos pagos podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Es importante destacar que en 2021, respecto de 2020, se incrementó la participación del segmento industrial en las ventas de gas natural: la participación de este segmento en la facturación en 2021 se incrementó de un 22% a un 46%, mientras que consecuentemente se redujo la de las distribuidoras (del 37% al 28%) y la de generación, que bajó del 34% al 22%. Dado que la facturación de los segmentos de generación y distribuidoras se realiza en pesos a plazos de cobranza de 45 y 65 días respectivamente, mientras que la de las industrias se realiza en dólares y con plazo menor, esta mejora en la participación del segmento industrial reduce notoriamente el riesgo de cobrabilidad y de devaluación.

Ver “*Antecedentes Financieros – Reseña y perspectiva operativa y financiera – Tendencias relacionadas con el negocio del transporte y del gas – Precios del gas y subsidios*” y “*Información de la Emisora – Principales Clientes*” en este Prospecto.

Riesgos relacionados con la Emisora y su Subsidiaria

Si bien la adquisición de la Subsidiaria aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de las Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de la Subsidiaria, ni estado de resultados proforma para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021.

Con efectos a partir del 30 de junio de 2021, se perfeccionó la adquisición por la Emisora de la Subsidiaria, la cual es titular de diversas áreas de explotación y exploración de petróleo y gas, de las cuales es operadora en su mayoría y se ubican en la cuenca del Golfo de San Jorge y la cuenca Cuyana.

La adquisición de la Subsidiaria no sólo implica un crecimiento significativo en términos de producción y recursos de la Emisora, sino que también equilibra la composición de los productos comercializados por la Emisora, ampliando sustancialmente la producción de crudo y líquidos y reduciendo la alta exposición de gas. Adicionalmente, la extensión del plazo de las concesiones de la cuenca del Golfo San Jorge de titularidad de la Subsidiaria otorgan mayor previsibilidad para el desarrollo de proyectos de mediano y largo plazo, ampliando las oportunidades de crecimiento de dicha cuenca. Considerando que la adquisición de la Subsidiaria se perfeccionó el 30 de junio de 2021, la Emisora consolidó los resultados de la Subsidiaria sólo por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021. En atención a lo expuesto, este Prospecto no incluye información financiera histórica de la Subsidiaria, ni estado de resultados proforma correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Consecuentemente, el público inversor deberá tomar sus decisiones de inversión en valores negociables emitidos bajo este Régimen de Emisor Frecuente sin el beneficio de la información financiera histórica o proforma. Para más información, véase la sección “*Si bien la adquisición de la Subsidiaria aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de las Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de la Subsidiaria, ni estado de resultados proforma para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021*” en este Prospecto.

La adquisición la Subsidiaria permanece sujeta a aprobación regulatoria

La adquisición de la Subsidiaria se perfeccionó el 30 de junio de 2021, lo que aumentó considerablemente el tamaño y alcance de las actividades de la Emisora. Si bien esta adquisición ya ha sido perfeccionada, todavía no fue aprobada por la Secretaría de Comercio del Ministerio de Producción (la “**Secretaría de Comercio Interior**”). Si bien la Emisora considera que la probabilidad de no obtener la aprobación de la Secretaría de Comercio Interior es baja, teniendo en cuenta antecedentes similares recientes, la Emisora no puede asegurar que se otorgará dicha aprobación.

La Emisora ha asumido el riesgo de la falta de obtención de la aprobación por parte de la Secretaría de Comercio Interior. En caso de que tal autorización sea denegada total o parcialmente, TIPTOP Energy Limited no deberá restituir el precio de la compra y la Emisora debería transferir a un tercero la totalidad o parte de los activos adquiridos, según corresponda, a su propio costo y riesgo. Dicha transferencia podría afectar de manera sustancialmente adversa la financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Si la Emisora no es capaz de gestionar eficazmente su crecimiento, sus negocios y los resultados de sus operaciones podrían verse perjudicados.

Si bien la Emisora ha crecido considerablemente en los últimos años, la adquisición de la Subsidiaria presenta desafíos logísticos y de gestión para la Emisora. La Emisora se encuentra en proceso de desarrollo e implementación de la estructura operativa y de procesos y controles internos a efectos de asegurar la adecuada gestión de los activos adquiridos en razón de la compra de la Subsidiaria y su integración con los procesos y activos de la Emisora.

El crecimiento continuo, ya sea orgánicamente o a través de adquisiciones, genera demandas significativas para la gestión y la infraestructura operativa y financiera de la Emisora. A medida que la Emisora continúe creciendo, la Emisora estará sujeta a los riesgos de exceso de contratación, la sobrecompensación de sus empleados y la sobre-expansión de su infraestructura operativa, así como a los desafíos de la adaptación en forma adecuada y efectiva de su estructura operativa, procesos y controles internos. Además, los gastos de la Emisora pueden crecer más rápido que los ingresos y los gastos pueden ser mayores de lo que la Emisora ha estimado. La gestión del crecimiento de la Emisora va a requerir gastos importantes y la asignación de recursos de gestión de valor. Si no la Emisora no es capaz de alcanzar el nivel necesario de eficiencia en su organización a medida que crece, sus negocios y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados adversamente.

Las concesiones y permisos de la Emisora y su Subsidiaria para la exploración y producción de petróleo y gas pueden ser revocados o no renovados, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria.

Los términos de las concesiones y permisos en el marco de los cuales operan la Emisora y su Subsidiaria requieren que el operador cumpla con requisitos específicos y mantenga criterios mínimos de calidad y servicio, así como efectuar ciertas inversiones mínimas. La falta de cumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras medidas gubernamentales. Asimismo, en algunos casos, las concesiones o permisos de la Emisora y su subsidiaria podrían ser rescindidos o revocados. Si bien la Emisora y su Subsidiaria entienden que cumplen con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos, no pueden asegurar que podrá cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos en el futuro.

La Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27.007, establece un plazo de 25 años para las concesiones de petróleo y gas a partir de la fecha de su adjudicación, de 35 años para las concesiones no convencionales y de 30 años para las concesiones *offshore*. También establece que los plazos de las concesiones pueden prorrogarse por períodos de hasta 10 años a solicitud de la Emisora o de su Subsidiaria (según corresponda) con la aprobación del gobierno provincial, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante al momento de la extensión. A fin de ser elegible para la prórroga de una concesión, los concesionarios deben (i) haber cumplido con sus obligaciones, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión bajo consideración y (iii) presentar un plan de inversiones para el desarrollo de esas áreas según lo solicitado por las autoridades competentes con una antelación no menor a un año al vencimiento de la concesión. Ver “*Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” de este Prospecto.

Sin perjuicio de que la mayoría sustancial de las concesiones y permisos de la Emisora y su Subsidiaria han sido renovados u otorgados y tienen, como mínimo, 6 años de plazo de vigencia con anterioridad a su vencimiento, la Emisora y su Subsidiaria no pueden asegurar que en el futuro los plazos de las concesiones y permisos serán renovados, como resultado de la revisión por las autoridades correspondientes de los planes de inversión presentados por la Emisora o su Subsidiaria a los efectos de la obtención de las renovaciones o de las concesiones o permisos, en su caso, o si requisitos adicionales serán requeridos para la prórroga u otorgamiento de las

concesiones o permisos.

El otorgamiento de prórrogas del plazo de las concesiones de explotación o de los permisos de exploración podrían incrementar los costos de la Emisora, incluyendo pagos adicionales de regalías, de acuerdo a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, así como cánones a abonar a las provincias correspondientes. De conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos, las regalías a abonar bajo concesiones de explotación pueden aumentar en un 3% por cada prórroga otorgada, hasta un máximo de 18%. En efecto, bajo el Acuerdo de Prórroga se estableció el pago de una regalía adicional del 3% sobre la producción en boca de pozo. Por otro lado, bajo el acuerdo de prórroga por las concesiones de la Subsidiaria en la cuenca del Golfo San Jorge celebrado con fecha 17 de noviembre de 2021 entre la Subsidiaria y el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz, se estableció el pago de una regalía del 16%, lo que representa un aumento de un punto porcentual respecto a la anteriormente establecida. Para mayor información, ver “*Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Pago de regalías y canon*” en este Prospecto. Generalmente, los cánones a abonar a las provincias por el otorgamiento de prórrogas a los plazos de los permisos de exploración o a las concesiones de explotación suelen negociarse caso por caso. La prórroga de las concesiones o de los permisos de exploración también puede imponer obligaciones adicionales a la Emisora y su Subsidiaria, como por ejemplo el incremento de los compromisos mínimos de inversión, que también suelen negociarse con las provincias caso por caso.

Las actividades de exploración y producción de la Emisora en ciertas áreas se llevan a cabo con socios en virtud de uniones transitorias de empresas. En el área de Aguara Güe y Cajón de los Caballos los socios de la Emisora y la Subsidiaria son los titulares de los derechos de las concesiones, respectivamente. En la cuenca Cuyana, en las áreas La Ventana, Cajón de los Caballos y Río Tunuyán, la Subsidiaria es titular del 30%, 25% y el 30% de los derechos de la concesión, respectivamente, estando el remanente de ambas áreas en manos de los socios de la Subsidiaria. La continuidad de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria en las áreas en que comparten la titularidad sobre las concesiones o no son titulares de las concesiones depende del cumplimiento por parte de sus socios, como titulares de las concesiones, de los términos y condiciones de dichas concesiones. La Emisora y su Subsidiaria no pueden garantizar que los socios de sus uniones transitorias, como titulares de las concesiones, cumplirán con todos los términos y condiciones de las concesiones en las que participa. Adicionalmente, la Emisora y algunos de los socios de sus uniones transitorias de empresas han celebrado acuerdos con los gobiernos provinciales, y asumido ciertos compromisos, como, por ejemplo, respecto de la concesión del área Aguara Güe que al día de la fecha de este Prospecto se encuentran totalmente cumplidos. Si la Emisora o alguno de nuestros socios en uniones transitorias de empresas incumplieran los términos y condiciones de dichos acuerdos, las concesiones de la Emisora o de los mencionados socios en el área Aguara Güe podrían revocarse y las futuras solicitudes de prórroga de los plazos de extensión de las concesiones podrían ser denegadas. La rescisión o revocación de las concesiones o la falta de obtención de prórrogas o permisos respecto de las mismas podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La Emisora no puede asegurar que el Estado Nacional efectúe en forma total y oportuna el pago de las compensaciones devengadas bajo los programas de estímulo y subsidios de los que la Emisora o su Subsidiaria son, directa o indirectamente, beneficiarias, incluidas las 30 cuotas

mensuales consecutivas bajo la Resolución N° 97/2018 de la Emisora, o los montos adeudados a la Subsidiaria por el Estado Nacional en el marco del Decreto N° 704/2016 que a la fecha de este Prospecto fueron reconocidos sólo parcialmente. Ver “*Información de la Emisora – Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Marco Regulatorio del Gas – Resolución N° 60/2013 - “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”*”. Cualquier falta o demora en los pagos, o la realización de pagos no dinerarios (como bonos del Estado Nacional), expone a la Emisora a riesgos de iliquidez, depreciación e inflación.

Por otra parte, la Emisora no puede asegurar que, como resultado de futuros aumentos en los precios del gas, no se emitirá nueva normativa que impacte o afecte los programas de estímulo o subsidios de los que la Emisora es, directa o indirectamente, beneficiaria. Cualquier falta o demora en la realización de pagos, o la realización de pagos no dinerarios bajo dichos programas o subsidios, así como su suspensión o cancelación sin una política de precios competitivos, podrían generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Con fecha 16 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 por medio del cual se creó el Plan GasAr, un programa de estímulo aplicable a la producción de gas natural. En el marco de dicho programa, se licitó el suministro de ciertos volúmenes de gas, de los cuales la Emisora resultó adjudicataria, pero no cobrará subsidios bajo el mismo hasta la fecha de finalización del plan de subsidios de la Resolución N° 46/2017. A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha recibido los subsidios conforme lo previsto en la Resolución N° 46/2017, y los próximos pagos se encuentran en proceso de pago. Por otra parte, al 31 de diciembre de 2021 se le adeudaba a la Emisora un total de \$4.661,3 millones en pagos de incentivos atribuibles a dicho programa. No obstante, no puede asegurar que, debido a la crisis económica nacional e internacional, el Estado Nacional efectúe cambios en los subsidios.

Asimismo, desde octubre de 2021, la producción de la Subsidiaria se computará al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,4 a 3,67 MMm³/d diarios.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. No es posible asegurar que el Estado Nacional no reducirá o modificará los programas de estímulo o los subsidios de los que es beneficiaria la Emisora, y de ocurrir ello podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Ver “*–Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*” en esta sección.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene vigentes contratos de abastecimiento con CAMMESA para el suministro de gas natural a las generadoras eléctricas. Al 31 de diciembre de 2021, dichos contratos representaron el 6% de las ventas netas de la Emisora.

Los pagos que CAMMESA efectúa a la Emisora en el marco de dichos contratos de abastecimiento dependen de los pagos que, a su vez, CAMMESA recibe de otros agentes del

mercado regulado tales como las empresas de distribución de energía eléctrica, y del Estado Nacional.

Con motivo de la emergencia energética y tarifaria, durante 2020 se generaron demoras en los pagos a CAMMESA por parte de las empresas de distribución de energía eléctrica. Asimismo, se registraron demoras en los pagos por parte del Estado Nacional.

Si bien con la reactivación de la actividad económica registrada durante 2021 no se han registrado demoras en los pagos de CAMMESA como ocurrió en el pasado, la Emisora no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos en forma oportuna o si podrá efectuarlos en su totalidad, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial.

La Emisora obtiene una porción significativa de sus ingresos de un número limitado de clientes y las pérdidas registradas por un cliente importante pueden tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora, por sí y a través de su Subsidiaria, tiene una importante concentración de clientes, de modo que las dificultades económicas o cambios en las políticas o patrones de compra de petróleo crudo de sus clientes podrían tener un impacto significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las ventas de petróleo que se realizan en el mercado externo están concentradas en dos clientes internacionales, Trafigura PTE Ltd. y Vitol S.A. En el mercado local, las ventas se concentran principalmente en Raizen S.A. e YPF S.A. Las ventas de gas que se realizan en el mercado local se concentran principalmente en tres clientes: CAMMESA, en el caso del segmento usinas; IESA, en el caso del segmento residencial; y Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C., en el caso del segmento industrial.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el 56% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora se realizaron a Raizen S.A., representando el 23% de sus ingresos netos; y el 31% se realizaron a Vitol S.A., lo que representa un 13% de sus ingresos netos.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 49,7% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado regulado y el 50,3% en el mercado desregulado. Con respecto a las ventas de la Emisora (excluyendo los subsidios del Estado Nacional) en el mercado desregulado, 16% del volumen de gas natural fue vendido a Aluar Aluminio Argentino SAIC, representando el 5% de los ingresos netos de la Emisora; y el 5% se realizaron a Wintershall DEA Argentina S.A., lo que representa un 1% de los ingresos netos de la Emisora. La volatilidad en las ventas de gas de la Emisora en el mercado regulado en relación con el mercado desregulado se debe a los efectos de la estacionalidad de la demanda de gas.

Si bien la concentración de sus actividades en un número relativamente pequeño de clientes puede aportar ciertos beneficios, como una distribución del producto potencialmente más eficiente y menores costos de ventas y distribución, esta concentración, en particular en el segmento de petróleo crudo en el cual la Emisora tiene cuatro clientes principales, puede exponer a la Emisora a un efecto significativo adverso si uno o más de sus grandes clientes redujera significativamente, suspendiera o dejara sin efecto las compras a la Emisora por cualquier motivo. Además, los clientes de la Emisora en el mercado de petróleo y en el mercado de desregulado de gas poseen suficiente poder de negociación para forzar reducción de precio por debajo de los precios de mercado. Por otra parte, retrasos en los pagos o la falta de pago por parte de los principales clientes de la Emisora podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones.

No obstante lo expuesto, la Emisora no puede asegurar que podrá continuar aplicando esta política de ventas a volúmenes y precios similares a largo plazo. La Emisora tampoco puede asegurar que podrá continuar comercializando sus productos petroleros a través de exportaciones,

como lo ha hecho durante los tres últimos años, como política a largo plazo. Las exportaciones de petróleo excedente estarán atadas a los precios prevalecientes en el mercado internacional, los cuales actualmente son superiores a los precios del mercado local, pero no se puede asegurar que en el futuro no habrá una caída que pueda afectar sustancialmente las operaciones de la Emisora. Como resultado de ello, el negocio de la Emisora, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse material y adversamente afectadas. En cualquier caso, si la Emisora pudiera implementar con éxito estas alternativas estratégicas en el largo plazo, su implementación podría continuar requiriendo tiempo y, en consecuencia, podría tener un impacto significativo en los ingresos de la Emisora en el corto plazo.

El negocio de la Emisora exige importantes inversiones en activos de capital.

El negocio de la Emisora y de su Subsidiaria exige intensivamente inversiones en activos de capital. En particular, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos; la producción, el procesamiento y mantenimiento de maquinaria y equipamiento requieren importantes inversiones. La Emisora, por si y a través de su Subsidiaria, debe continuar con la inversión de capital para mantener o aumentar la cantidad de reservas de hidrocarburos que produce. Adicionalmente, bajo el Plan GasAr, y el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional de Hidrocarburos, la Emisora debe cumplir con compromisos de inversión en la cuenca Austral. Si la Emisora, por si o a través de su Subsidiaria, no cumple con el plan de inversión mencionado, podría no ser capaz de obtener los montos correspondientes a los subsidios, bajo el mismo. Las capacidades de la Emisora y su Subsidiaria para financiar sus propias inversiones en activos de capital son, sin embargo, limitadas. La Emisora no puede asegurar que sería capaz de generar suficiente flujo de efectivo, ni que vaya a tener acceso a alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades de exploración, desarrollo y producción en los niveles actuales, o superarlos. Si la Emisora o su Subsidiaria no pueden cumplir con el plan de inversiones en activos de capital en sus áreas, podría no ser capaz de obtener el pago de los subsidios bajo el Plan GasAr que, como consecuencia, podría afectar adversamente su situación financiera y resultados de sus operaciones.

La falta de alternativas de financiación podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora, así como la implementación de su estrategia comercial.

Desde el comienzo de la crisis económica y financiera global en 2008, las compañías de todo el mundo han tenido un acceso cada vez más limitado y más costoso a las fuentes de financiación locales e internacionales. Un mayor deterioro de los mercados de crédito internacionales podría resultar en una menor disponibilidad de recursos financieros y en un aumento en los costos financieros para las empresas, incluyendo la Emisora. Si la Emisora no logra obtener acceso a los mercados de crédito y de capitales internacionales para financiar su plan de inversiones a costos razonables o en condiciones adecuadas, la Emisora puede verse obligada a reducir sus inversiones proyectadas e inversiones en bienes de capital, lo que a su vez puede afectar adversamente su situación financiera y los resultados de sus operaciones, así como la implementación de su estrategia comercial.

Además, si bien durante 2020 Argentina finalizó un importante proceso de reestructuración de su deuda externa con acreedores privados y a principios de 2022 la solicitud del Nuevo Préstamo del FMI y el Entendimiento con el FMI fueron aprobados por ambas Cámaras del Congreso Nacional y por el Directorio del FMI, aún se encuentra en proceso de reestructuración de su deuda con el Club de París. En vista de ello, y a su vez como consecuencia de la reclasificación de Argentina en el Morgan Stanley Capital Index (MSCI) como economía de mercado independiente (*standalone*), Argentina mantiene limitada su capacidad de obtener crédito en los mercados internacionales en condiciones razonables. Para más información, ver “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Argentina – La capacidad de Argentina para obtener



financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sustener el crecimiento económico.”

La Emisora podría no lograr implementar su estrategia de negocios o alcanzar, en todo o en parte, en forma anticipada los beneficios de su actual plan de eficiencia y reducción de costos. La estrategia de la Emisora de alcanzar la reducción de costos y optimizar sus operaciones se encuentra sujeta a contingencias e incertidumbres significativas, muchas de las cuales se encuentran fuera de su control. Además, la Emisora podría incurrir en ciertos costos para alcanzar mejoras de eficiencia y podrían no alcanzarse los beneficios de dichas iniciativas, o no lograrse dentro del plazo estipulado.

El nivel de endeudamiento de la Emisora puede afectar su flexibilidad al operar y desarrollar sus negocios y su capacidad de cumplir con sus obligaciones.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tiene una deuda financiera total de \$52.480,9. El nivel de endeudamiento de la Emisora puede tener importantes consecuencias, incluyendo:

- hacer que sea más dificultoso para la Emisora generar flujos de fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones, especialmente en caso de incumplimiento bajo alguno de sus instrumentos de deuda;
- limitar los flujos de fondos disponibles para financiar sus requerimientos de capital de trabajo, inversiones en bienes de capital y otros requerimientos societarios en general;
- aumentar la vulnerabilidad de la Emisora a condiciones generales económicas y de la industria adversas, incluyendo aumentos en las tasas de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y volatilidad del mercado;
- limitar la capacidad de la Emisora de obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar deuda o para financiar requerimientos futuros de capital de trabajo, inversiones en bienes de capital u otros requerimientos societarios en general y adquisiciones, ya sea en términos favorables o efectivamente hacerlo;
- limitar la flexibilidad de la Emisora en el planeamiento de, o la reacción a, cambios en sus actividades y su industria; y/o
- colocar a la Emisora en situación de desventaja competitiva frente a sus competidores con menores niveles de endeudamiento.

Por otra parte, puede que la Emisora incurra en deuda adicional en el futuro. Si la Emisora incurre en deuda adicional podrían exacerbarse los riesgos detallados precedentemente.

Asimismo, cualquier cambio en los criterios de determinación de las tasas de interés o la discontinuación de la publicación de las tasas de referencia (como ha ocurrido, por ejemplo, con la discontinuación de la publicación de los valores de referencia de la tasa “LIBOR” conforme lo informado por *ICE Benchmark Administration Limited* en marzo de 2021) aplicables a la deuda financiera de la Compañía podría tener un efecto significativo en su situación financiera. Si bien a la fecha de este Prospecto la Compañía no estima que habrá variaciones significativas en sus tasas de referencia (en efecto, no tiene riesgo de exposición a tasa “LIBOR”), no puede asegurarse que en el futuro no puedan producirse cambios en los criterios de determinación de estos valores que puedan afectar la situación financiera de la Compañía

Adicionalmente, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en las Obligaciones Negociables Clase “17”, y el Préstamo Sindicado en Dólares 2021, la Emisora debe cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras. Si la Emisora no genera flujos de fondos suficientes, puede que no pueda alcanzar los coeficientes financieros requeridos y que no cumpla con el pago

de su deuda. La capacidad de la Emisora de cumplir con ciertos coeficientes financieros establecidos en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase “17”, y el Préstamo Sindicado en Dólares 2021, y otros instrumentos de deuda dependerá de su capacidad de generar flujos de fondos suficientes para alcanzar dichos coeficientes y pagar su deuda. Si la Emisora no genera flujos de fondos suficientes, puede que no pueda alcanzar los coeficientes financieros requeridos y que no cumpla con el pago de su deuda. Para mayor información véase las secciones “*Antecedentes Financieros – Capitalización y Endeudamiento*” y “*Políticas de la Emisora – Política de Dividendos y Agentes Pagadores*” de este Prospecto y “*–La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a la reestructuración de la deuda externa, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora*” en este capítulo.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la contratación y mantenimiento de sus empleados clave.

El desempeño actual y futuro de la Emisora y de sus operaciones dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de sus ingenieros y empleados altamente calificados. La Emisora depende de su capacidad de contratar, capacitar, motivar y retener al personal gerencial, comercial y técnico clave que cuente con los conocimientos y experiencia necesarios. No puede garantizarse que en el futuro la Emisora tendrá éxito en retener y contratar personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que se retire podría ser dificultoso y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y servicios de empleados clave o la incapacidad de contratar reemplazantes aptos o personal adicional podría tener un efecto significativamente adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La relación de la Emisora con las autoridades nacionales y provinciales, en particular, con la Provincia de Santa Cruz, es importante para su negocio.

Debido a la naturaleza de sus negocios, la Emisora mantiene una amplia relación con las autoridades nacionales y provinciales en los lugares donde lleva a cabo sus actividades, en particular en la Provincia de Santa Cruz, donde se localizan sustancialmente las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria. A pesar de que la Emisora considera que tiene buenas relaciones con las autoridades correspondientes, estas relaciones podrían verse adversamente afectadas en el futuro, lo que podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o demorar el otorgamiento de las solicitudes de prórroga presentadas por la Emisora (o su subsidiaria) o las que se presenten en el futuro, o imponer en forma imprevista o desproporcionada mayores cánones u obligaciones adicionales significativas para la Emisora al momento de negociar la prórroga de sus permisos de exploración o concesiones de explotación.

Las disputas con superficiarios y comunidades que habitan las áreas que operan la Emisora y su Subsidiaria podrían causar demoras, aumentos de costos o pérdidas.

El acceso a las áreas en las que operan la Emisora y su Subsidiaria requiere la celebración de acuerdos con los superficiarios y las comunidades que habitan la zona (como el otorgamiento de derechos de servidumbres de paso y autorizaciones de acceso). Si la Emisora y su Subsidiaria no logran negociar con los superficiarios dichos acuerdos, la Emisora o su Subsidiaria podrían requerir judicialmente el acceso a las áreas, no obstante, las demoras de dicho trámite podrían afectar los niveles de producción de petróleo y gas, así como podrían causar demoras en el progreso de las operaciones en dichas áreas y resultar en costos o pérdidas adicionales.

No puede asegurarse que los eventuales conflictos con superficiarios o comunidades no afectará la producción o demorará las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria. Tampoco puede asegurarse que los acuerdos con los superficiarios no requerirán en el futuro que la Emisora y su

subsidiaria incurran en costos adicionales. Estas situaciones podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria. Las comunidades locales podrían también efectuar tomas o protestas que restrinjan el acceso a las áreas en las que operan la Emisora y su Subsidiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria.

La Emisora ha soportado y podría continuar soportando medidas de fuerza de parte de los sindicatos de trabajadores.

Muchas de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria requieren de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores. Los sectores en los que opera la Emisora, por sí y a través de su Subsidiaria, se encuentran en su mayoría agrupados en sindicatos. Al 31 de diciembre de 2021, aproximadamente el 47% de la totalidad de los empleados de la Emisora pertenecían al Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral (CCT 611/10). Asimismo, a la misma fecha, aproximadamente el 54% de la totalidad de los empleados de la Subsidiaria pertenecían al Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral (CCT 611/10) y Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo, Gas Privado y Químico de Cuyo y La Rioja (CCT 509/07). La Emisora y su Subsidiaria han experimentado en el pasado interrupciones de trabajo organizadas y paros laborales, debido frecuentemente a huelgas de los empleados de los contratistas que utiliza. No puede garantizarse que no experimentarán tales suspensiones o paros laborales en el futuro, medidas que podrían tener un efecto adverso en su situación financiera y los resultados de las operaciones. Asimismo, tanto la Emisora como su Subsidiaria no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores. Huelgas, piquetes u otro tipo de conflictos con el personal afiliado a los sindicatos podrían afectar las operaciones de la Emisora y resultar en mayores costos, con un efecto adverso sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La Emisora podría estar sujeta a reclamos laborales y de seguridad social o deudas relativas a la tercerización de los servicios prestados por terceros contratistas.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tenía 640 empleados. Además, más de 6.451 personas son empleadas por terceros contratistas que prestan servicios a la Emisora. De acuerdo con la ley argentina, se permite la tercerización de los servicios prestados mediante la contratación de terceros contratistas. En ciertas circunstancias, los tribunales argentinos han determinado que el contratista y la compañía para la que se proveen los servicios son solidariamente responsables por cualquier reclamo o deuda laboral o de seguridad social. Si bien la Emisora considera que se encuentra en general en cumplimiento de las leyes laborales y de seguridad social de Argentina, no puede garantizarse que cualquier procedimiento iniciado por los empleados de los contratistas se resolverá a favor de la Emisora y que la misma no estará sujeta a reclamos o deudas laborales o de seguridad social.

La Emisora y su Subsidiaria podrían incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad.

Las operaciones en las que la Emisora participa (por sí o a través de su Subsidiaria) se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes ambientales, de salud y de seguridad. Estas leyes y regulaciones poseen un impacto significativo sobre las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria y podrían provocar efectos adversos sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las regulaciones y jurisprudencia en materia ambiental, de seguridad y salud y en la Argentina se desarrollan a un ritmo rápido y no pueden brindarse garantías de que no aumentarán los costos vinculados a los negocios y a las potenciales contingencias, incluyendo las actividades

planificadas de perforación y explotación de reservas de petróleo y gas no convencionales. Adicionalmente, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando la adopción de nuevas exigencias reglamentarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, tales como impuestos sobre el carbono, el aumento de los estándares de eficiencia, o la adopción de limitaciones y regulaciones de comercio. Además, si se adoptaran requisitos adicionales en la Argentina, estos requisitos podrían hacer que los productos de la Emisora y su Subsidiaria sean más caros, así como provocar un cambio en la demanda hacia las fuentes de hidrocarburos relativamente más bajos en carbono como las energías renovables.

Argentina ha adoptado reglamentaciones que exigirán el cumplimiento de normas ambientales más estrictas respecto de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria, y las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia una aplicación más estricta de las leyes existentes, lo que podría aumentar el costo para la Emisora y su Subsidiaria de operar comercialmente o afectar sus operaciones en cualquier área. No puede garantizarse que la Emisora y su Subsidiaria no incurrirán en costos adicionales en relación con leyes y reglamentaciones ambientales en el futuro. En la medida en que para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones ambientales la Emisora y/o su Subsidiaria incurran en costos que superen sus gastos históricos en estos rubros, o que su cumplimiento exija una disminución de los niveles de producción de la Emisora y/o su Subsidiaria, ello podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria.

La regulación ambiental podría afectar adversamente la situación financiera y las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria, y el incumplimiento de dichas regulaciones podría resultar en la imposición de multas significativas o el incumplimiento de obligaciones importantes.

La Emisora y su Subsidiaria se encuentran sujeta a leyes y reglamentaciones ambientales en relación con sus operaciones, el incumplimiento de las cuales podría resultar en la imposición de multas o el incumplimiento de obligaciones importantes. Las operaciones de la Emisora (por sí y a través de su Subsidiaria) involucran ciertos riesgos inherentes a las mismas, tales como derrames accidentales, fugas u otras circunstancias imprevistas. La Emisora puede no estar en condiciones de cumplir en todo momento con esas leyes y reglamentaciones ambientales. De acuerdo con lo previsto por la legislación argentina se debe solicitar, con anterioridad al inicio de la perforación, la declaración de impacto ambiental para cualquier pozo que se planea perforar. A la fecha de este Prospecto, no se encuentra pendiente de otorgamiento ninguna declaración de impacto ambiental y, durante los años 2019, 2020, y 2021 la Emisora o su Subsidiaria no ha iniciado perforaciones sin contar con la correspondiente declaración de impacto ambiental.

El incumplimiento de esta regulación podría exponer a la Emisora y/o a su Subsidiaria a sanciones que podrían consistir en: (i) multa desde \$1.000 hasta \$2 millones; (ii) suspensión total o parcial o terminación de la concesión en esas áreas; (iii) cierre total o parcial del pozo relevante; (iv) remediación de los medioambientes afectados; y (v) destrucción de bienes que hayan sido causa o instrumento de la infracción e impliquen un daño o peligro para el ambiente.

Adicionalmente, en virtud del acuerdo concretado con la Provincia de Santa Cruz para la extensión del plazo de vigencia de las concesiones de la Subsidiaria, la Subsidiaria se comprometió a la remediación y tratamiento de las piletas ubicadas dentro de las áreas comprendidas en las concesiones que se hayan categorizado como de media o alta afectación conforme la clasificación otorgada en el inventario realizado a los fines del acuerdo, independientemente de si eran o no responsabilidad de la Subsidiaria. El incumplimiento de esta

obligación de saneamiento podría exponer a la Subsidiaria a las consecuencias descritas en el párrafo anterior.

La Emisora y su Subsidiaria están sujetas al riesgo de ciertos procedimientos legales.

La Emisora y su Subsidiaria son parte de una serie de procedimientos de índole laboral, comercial, civil, impositiva, ambiental y administrativa que, ya sea en forma individual o conjuntamente con otros procedimientos podrían, de obtenerse una resolución total o parcialmente desfavorable para la Emisora o su Subsidiaria, redundar en la imposición de costos, multas, pago de sumas previstas en sentencias u otras pérdidas significativas. Para mayor información véase la Sección “*Información de la Emisora – Procedimientos Legales*” de este Prospecto. Si bien la Emisora y su Subsidiaria consideran que han provisionado tales riesgos adecuadamente basándose en las opiniones y el asesoramiento legal externo y de acuerdo con las normas contables, ciertas pérdidas contingentes se encuentran sujetas a cambios provenientes, por ejemplo, de nueva información disponible y es posible que los costos provocados por tales riesgos, si fueran resueltos de forma total o parcialmente desfavorable para la Emisora y/o su Subsidiaria, podrían exceder significativamente las provisiones efectuadas.

La falta de disponibilidad de seguros y el aumento de los costos de los seguros podrían afectar adversamente las operaciones y la situación financiera de la Emisora y su Subsidiaria.

Las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria se encuentran sujetas a diversos peligros habituales en el sector del petróleo y gas y del transporte de gas, tales como explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otros accidentes relacionados con la polución, accidentes marítimos y catástrofes naturales. Para protegerse de estos peligros, la Emisora y su Subsidiaria mantienen una cobertura de seguros contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra la totalidad de ellas. Es posible que la Emisora y/o su Subsidiaria 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 en Argentina o existir sólo por montos de cobertura reducidos. Si la Emisora y/o su Subsidiaria incurriera en una responsabilidad significativa respecto de la que no estuviera asegurada en forma total, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación financiera.

El programa de seguros de la Emisora y de su Subsidiaria incluye una cantidad de compañías aseguradoras. Los problemas en los mercados financieros globales han resultado en el deterioro de la situación financiera de muchas entidades financieras, incluyendo compañías de seguros. La Emisora y su Subsidiaria no manejan actualmente información que indique que alguna de sus aseguradoras no estaría en condiciones de cumplir con sus obligaciones en caso de ocurrir un siniestro cubierto. No obstante, si la Emisora y/o su Subsidiaria no pudieran obtener un seguro o si su costo de mantenimiento aumentara sustancialmente, la Emisora y/o su Subsidiaria estarían asumiendo más riesgos sin cobertura en sus operaciones o sus gastos totales correspondientes a seguros podrían aumentar sustancialmente.

La Emisora y su Subsidiaria llevan adelante una parte de sus operaciones a través de uniones transitorias de empresas y la imposibilidad de continuar con dichas uniones transitorias o de resolver cualquier discrepancia significativa con sus socios podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora y su Subsidiaria llevan adelante una parte de sus operaciones a través de uniones transitorias de empresas y, como resultado de ello, la permanencia de esas uniones transitorias es vital para el éxito de la Emisora y su Subsidiaria. La Emisora tiene actualmente una participación del 87% en las uniones transitorias de empresas para la exploración y

explotación de las áreas Estancia Chiripá y Glencross y una participación minoritaria en las uniones transitorias de empresas para la exploración y explotación del área Aguaragüe.

Asimismo, la Subsidiaria tiene actualmente una participación del 25%, 30% y 30% en las uniones transitorias de empresas para la exploración y explotación de las áreas Cajón de los Caballos, La Ventana y Río Tunuyán, respectivamente.

Si cualquiera de los socios de la Emisora o su Subsidiaria decidiera finalizar su relación con la misma en cualquiera de dichas uniones transitorias de empresas o vender su participación en ellas, la Emisora o su Subsidiaria podrían no poder reemplazar a su socio, o podrían no obtener el financiamiento necesario para comprar la participación de su socio o aumentar su participación en nuevas áreas de exploración o producción que le permitan reemplazar los contratos de unión transitoria existentes. La falta de continuación de alguna de las uniones transitorias de empresas de la Emisora o de resolución de las discrepancias con sus socios podría afectar adversamente su capacidad de llevar adelante las actividades objeto de las mismas, lo que a su vez afectaría negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Por otra parte, cuando la Emisora celebra un contrato de unión transitoria de empresas para la exploración y producción de hidrocarburos en un área determinada, la misma puede comprometerse a realizar ciertas inversiones. Si la Emisora no cumple con la realización de estas inversiones, la misma puede incurrir en incumplimiento de sus obligaciones bajo sus contratos de unión transitoria y perder sus derechos de participación en las áreas cubiertas por dichos contratos de unión transitoria.

La Emisora y su Subsidiaria no son los socios operador en todas las uniones transitorias de empresas en las que participa, y las medidas adoptadas por los operadores en dichas uniones transitorias podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora y su Subsidiaria llevan adelante algunas de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante uniones transitorias de empresas. Bajo estos contratos, se le confiere a una de las partes el rol de operador de la unión transitoria de empresas, asumiendo así la responsabilidad de ejecutar todas las actividades que desarrolla la agrupación. La Emisora y su Subsidiaria no siempre asumen el rol de operador y por lo tanto, en el caso de las áreas Aguaragüe, Cajón de los Caballos, La Ventana y Río Tunuyán están expuestas a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas adoptadas por el operador para llevar adelante las actividades.

Si bien la Emisora y su Subsidiaria procuran asegurar que las normas operativas de sus co-inversionistas estén de acuerdo con sus normas operativas, la Emisora y su Subsidiaria tienen un control limitado o ningún control sobre la operación de estas áreas y gasoductos. Dichas medidas podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas uniones transitorias y filiales y por lo tanto afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria.

Es posible que la Emisora no pueda realizar adquisiciones exitosas.

Parte de la estrategia de la Emisora consiste en evaluar oportunidades de adquisición estratégica para expandir sus operaciones y presencia geográfica. Es posible que la Emisora no pueda identificar oportunidades de adquisición relevantes o, en caso de hacerlo, puede que pague de más por dichas adquisiciones o que no pueda negociar términos y condiciones aceptables para la Emisora. También es posible que la Emisora enfrente dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones. Además, es posible que la Emisora no pueda obtener permisos de autoridades regulatorias, incluidos los de defensa de la competencia, necesarios para perfeccionar las adquisiciones. Es más, incluso si la Emisora logra perfeccionar una adquisición de manera exitosa, podría encontrar obstáculos para integrar el negocio adquirido de manera efectiva y

redituable con sus operaciones. La integración de una adquisición incluye una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, incluido el desvío de atención de la gerencia, las dificultades para retener personal y el ingreso en mercados desconocidos. Es posible que los negocios adquiridos no alcancen los niveles de productividad anticipados o que no actúen como se esperaba. Además, es posible que existan pasivos ocultos relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, impositivas, penales o ambientales, incurridos por los negocios que adquirimos como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que no puedan identificarse o que no puedan ser debidamente compensados según los acuerdos de adquisición con los vendedores de tales negocios, en cuyo caso la situación financiera y los resultados operativos de la Emisora se verían afectados de manera negativa y adversa. Incluso si los vendedores asumen dichos pasivos, la Emisora podría tener dificultades en hacer cumplir sus derechos contractuales o de otra índole. La Emisora no puede asegurar que las futuras adquisiciones cumplan con sus objetivos estratégicos.

Southern Cone Foundation ejerce el control de los asuntos y políticas de la Emisora y su grupo económico, y sus intereses pueden ser diferentes de los suyos.

Southern Cone Foundation es titular, indirectamente, del 70% de las acciones ordinarias de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que los intereses de Southern Cone Foundation no serán contrarios a los suyos. Southern Cone Foundation tiene la facultad de determinar el resultado de sustancialmente todas las cuestiones sometidas al voto de los accionistas de la Emisora y del Directorio y por ende ejerce el control de las políticas comerciales y asuntos de la Emisora y su grupo económico, incluyendo los siguientes: designación de la mayoría del Directorio y, como resultado de ello, de la mayor parte de las determinaciones del Directorio de la Emisora respecto de su dirección comercial y políticas, incluyendo la designación y remoción de sus funcionarios; las decisiones relativas a adquisiciones, ventas y disposiciones de activos; el pago de dividendos y la realización de otras distribuciones y el monto de los mismos; y el monto de financiación de deuda a ser incurrida. Para mayor información, véase la Sección “Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas” de este Prospecto.

La Emisora podría verse afectada por violaciones a las leyes y regulaciones de defensa de la competencia, anticorrupción, y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo, y otras regulaciones en la materia, que podrían dañar la reputación y tener un efecto adverso en el negocio de la Emisora y su grupo económico.

La Emisora se encuentra sujeta a leyes de defensa de la competencia, anticorrupción y de prevención del lavado de dinero. Si bien la Emisora mantiene políticas y procesos que buscan cumplir con dichas normas, incluyendo la revisión del control interno a los reportes financieros, la Emisora no puede asegurar que las políticas y procesos de debida diligencia puedan evitar actos intencionados, imprudentes o negligentes cometidos por los funcionarios o trabajadores de la Emisora y/o su grupo económico. Si los funcionarios o trabajadores de la Emisora y/o su grupo económico no cumplen con alguna de estas leyes de defensa de la competencia, anticorrupción y de prevención del lavado de dinero, podrían ser sujetos de sanciones penales, civiles o administrativas u otros remedios, que podrían tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera, resultados de las operaciones y perspectivas de la Emisora y su grupo económico.

En particular, la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional, cometido por, entre otros, por sus apoderados, directores, autoridades, trabajadores o representantes. En este sentido, una compañía podría ser considerada responsable y sujeta a multas y/o suspensiones en sus actividades, si dichos delitos han sido cometidos, directa o indirectamente, en su nombre o interés con motivo de un control ineficiente por parte de la compañía, y la compañía haya obtenido o haya podido obtener un beneficio por la comisión de

dicho delito. Adicionalmente, el Régimen de Extinción del Dominio establecido por el Poder Ejecutivo Nacional prevé la incautación de los activos adquiridos con el producido de delitos de corrupción. Estos procedimientos pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en la reputación, negocio, condición financiera y resultados de operaciones de la Emisora y su grupo económico.

El procesamiento del presidente del Directorio y CEO de la Emisora, señor Eduardo Hugo Antranik Eurnekian, en causas vinculadas a hechos de corrupción, y su eventual prosecución, podría afectar negativamente la colocación y el curso de negociación de valores negociables bajo el régimen de Emisor Frecuente.

El 17 de diciembre de 2018, el presidente del Directorio y CEO de la Emisora, señor Eduardo Hugo Antranik Eurnekian, fue acusado formalmente en relación con pagos inapropiados a miembros de la administración de Fernández de Kirchner, en la causa N° 9.608/2018 en Primera Instancia de la Cámara Federal en lo Criminal, en la cual se presentó voluntariamente. El Sr. Eurnekian fue también formalmente acusado en la causa N° 13.816/2018, que se vinculaba con la causa N° 9.608/2018. En relación con la primera causa, N° 9.608/2018, el Sr. Eurnekian negó que dichos pagos fueran inapropiados, y continúa disputando los cargos en su contra. La Cámara de Apelaciones en lo Criminal y Correccional Federal, revocó la elevación a juicio respecto del Sr. Eurnekian y otros involucrados, y ordenó que se reabra la etapa de producción de prueba. Una vez concluida la etapa probatoria, el fiscal consideró que la causa correspondía a la jurisdicción electoral por considerar que los hechos investigados constituirían contravenciones al régimen electoral. El 22 de diciembre de 2021 el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal n°11 hizo lugar al pedido de incompetencia de la defensa del Sr. Eurnekian y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal con competencia electoral. Esta decisión implica que se ha descartado que los hechos investigados configuren delitos que le corresponda investigar a la justicia federal y la única infracción posible actualmente es de carácter electoral.

La Emisora llevo a cabo una investigación interna y cree, a pesar que no lo puede asegurar, que las acciones llevadas a cabo por el Sr. Eurnekian no tienen relación con la Emisora. No obstante, si el Sr. Eurnekian es condenado, podrían producirse efectos sustancialmente adversos en la reputación de la Emisora, así como en el otorgamiento de concesiones gubernamentales y en el negocio, resultados de las operaciones, condición financiera y perspectivas de la Emisora.

El endeudamiento financiero externo y la deuda denominada en moneda extranjera de la Emisora con acceso al mercado de cambios podrían verse afectados por disposiciones cambiarias del Banco Central.

De conformidad con lo dispuesto por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, los endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, y cuyos vencimientos de amortizaciones encuadren en los plazos exigidos por la norma referida (a la fecha, hasta el 31 de diciembre de 2022), deben ser refinanciados bajo determinadas condiciones a efectos de que el Banco Central otorgue acceso al mercado local de cambios para el pago de dichas amortizaciones.

Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no registra vencimientos de capital afectados por la normativa del Banco Central, la Emisora no puede garantizar que el Banco Central no extenderá la vigencia de dicha restricción o emitirá en el futuro otras regulaciones con efectos similares a los previstos por dicha norma y que, en consecuencia, obliguen a refinanciar la deuda financiera externa de la Emisora. Para más información, ver la sección “*Información Adicional – Control de Cambios*” en este Prospecto.

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

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han experimentado pérdidas significativas en el pasado y pueden continuar teniendo pérdidas en el futuro.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, han sido adversamente afectadas por diversos factores, tales como el aumento de costos, la inflación, las fluctuaciones del tipo de cambio debido a la depreciación del peso frente al dólar, y las regulaciones en Argentina aplicables al sector, incluidas las restricciones al aumento de las tarifas y restricciones a la exportación desde la crisis económica de 2001-2002 del país. TGN y TGM, dos compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, han experimentado pérdidas significativas en los últimos años con motivo de dichos factores. La Emisora no puede asegurar que las compañías de transporte de gas en las que participa, no se verán adversamente afectadas por motivos similares en el futuro. Adicionalmente, tampoco puede asegurarse que TGN y TGM serán capaces de revertir estas pérdidas en el futuro. Además, la Emisora no puede asegurar que estas compañías de transporte de gas en las que participa no se enfrentarán a un procedimiento de quiebra o de reestructuración, como TGN se ha enfrentado en el pasado reciente. La ocurrencia de cualquiera de los eventos indicados precedentemente podría resultar en la pérdida parcial o total de las inversiones de la Emisora.

Antes de la crisis económica argentina de 2001 - 2002, las tarifas que las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa cobraban bajo contratos de transporte en Argentina, estaban denominadas en dólares estadounidenses, podían indexarse sobre la base de actualizaciones semestrales. En enero de 2002, las tarifas de servicios públicos fueron congeladas y convertidas a pesos a razón de \$1,00 por US\$1.00. Al mismo tiempo, la capacidad de transporte para exportación de las empresas de transporte de gas fue reasignada a los servicios de transporte locales, que a su vez condujo a que una porción significativa de las tarifas por el volumen contratado y despachado estuvieran denominadas en pesos. Estas medidas, junto con el efecto de la alta inflación y la devaluación del peso, dieron lugar a una disminución de los ingresos y un aumento de los costos en términos reales, que ya no podía ser recuperado a través de los ajustes de márgenes o mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos, incluyendo TGN, a suspender los pagos de su deuda financiera (que continuó siendo denominada en dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), impidiendo de manera efectiva a estas empresas obtener más financiación en el ámbito doméstico o de los mercados internacionales de crédito y hacer inversiones adicionales.

En 2008, TGN y el Estado Nacional acordaron un incremento de las tarifas de transporte de gas transitoria del 20%, que comenzó a aplicarse progresivamente con un aumento del 8% en abril de 2014, alcanzando el 20% en agosto de 2014. En junio de 2015, el ENARGAS publicó las nuevas tarifas que incluían un aumento de 69,1%, a partir del 1 de mayo de 2015, que tenía por objeto compensar los aumentos de tarifas que deberían haber sido aplicadas desde el año 2008. Si bien los aumentos de tarifas fueron considerables, no cumplieron con las regulaciones en vigencia, no revertieron las pérdidas operativas de TGN durante los últimos cinco años y no fueron consistentes con los aumentos de tarifas aplicables a otros titulares de licencias de gas.

En 2016, la administración anterior aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominadas en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016 y ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. Consecuentemente, el ENARGAS, aprobó el cuadro tarifario para las transportistas de gas (en pesos) con efectos a partir del 7 de octubre de 2016 e implementó incrementos adicionales el 1 de diciembre de 2017 y el 1 de abril de 2018, respectivamente. El 31 de mayo de 2018, el Congreso Nacional aprobó un proyecto de ley que, entre otras cuestiones, estableció la suspensión de los efectos de ciertos aumentos tarifarios (incluido el gas natural). No obstante, en la misma fecha, el Presidente Macri vetó la ley mencionada. En marzo 2019 se autorizó un nuevo incremento tarifario a partir de abril 2019. Sin embargo, luego del cambio de administración el



Adrián Meszaros
Subdelegado

Congreso aprobó la Ley de Solidaridad que declaró la emergencia económica y tarifaria y el consecuente congelamiento de las tarifas de transporte de gas por un plazo inicial de 180 días, que fue sucesivamente prorrogado hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral, lo que ocurriese primero.

El 18 de febrero de 2022, TGN celebró con el Ministerio de Economía y con el ENARGAS un acuerdo transitorio que estableció un aumento de tarifas de transporte del 60% a partir del mes de marzo de 2022 (“el Acuerdo Transitorio 2022”). Dicho acuerdo, que mantendrá vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que TGN deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de TGN) excepto autorización previa del ENARGAS, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante Gasinvest S.A. (“**Gasinvest**”) se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/22 del PEN y mediante la Resolución N° 59/22 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022. Para mayor información ver “*–Riesgos relacionados con la Argentina – Los acontecimientos políticos de Argentina podrían afectar adversamente la economía argentina y el sector energético en particular*” y “*Antecedentes Financieros – Reseña y perspectiva operativa y financiera – Tendencias relacionadas con el negocio del transporte y del gas – Precios del gas y subsidios*” en este Prospecto.

Si bien los aumentos tarifarios aprobados por la administración anterior han mejorado la situación financiera de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, los congelamientos de tarifas resueltos por la administración actual podrían tener un efecto significativamente adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa. Adicionalmente, una significativa inflación o depreciación del peso sin ajuste adecuado de las tarifas de transporte de gas, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa continuarán siendo afectadas negativamente debido a las restricciones de precios actuales.

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

Como consecuencia de las medidas impuestas desde 2004 por el Estado Nacional para restringir la exportación de gas natural a fin de satisfacer la demanda interna, el volumen de exportaciones ha disminuido significativamente. Las tarifas de exportación de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa están denominadas en dólares estadounidenses y son ajustadas por inflación. Sin embargo, sus tarifas de transporte internas están denominadas en pesos y no son ajustadas por inflación. En el caso de TGN, ciertos clientes dejaron de abonar sus tarifas e iniciaron acciones legales para rescindir los contratos de transporte vigentes. Adicionalmente, TGN celebró acuerdos transaccionales que modificaron o terminaron contratos preexistentes con algunos de sus clientes. Si bien TGN ha obtenido pagos en concepto de compensación por la rescisión temprana y/o reducción de parte de la capacidad contratada, en virtud de esos acuerdos transaccionales, TGN ya no cobrará los ingresos futuros acordados.

Por su parte, GasAndes también ha celebrado acuerdos transaccionales que modificaron las condiciones o dieron por finalizados contratos preexistentes con ciertos clientes. Debido a las restricciones a la exportación establecidas por la anterior administración y para satisfacer la

demanda chilena de gas natural, las compañías de transporte de gas chilenas construyeron una terminal de regasificación en Bahía de Quintero que comenzó sus operaciones en 2009.

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

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

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

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

La actividad de transporte de gas de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende de su capacidad de transportar grandes volúmenes de gas natural por largas distancias a través de su sistema de gasoductos de alta presión. A la fecha de este Prospecto, los gasoductos de TGN y GasAndes Argentina operan casi al límite de su capacidad. La situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse adversamente afectados si un accidente u otro problema en sus instalaciones de transporte provocaran una reducción de la capacidad de transmisión y, como resultado de ello, las entregas debieran ser restringidas o interrumpidas.

La imposibilidad de las compañías de transporte en las que participa la Emisora de renovar sus contratos de transporte en firme podría afectar adversamente su negocio, el resultado de sus operaciones, su situación financiera.

La Emisora no puede asegurar que sus subsidiarias de transporte de gas podrán renovar total o parcialmente los contratos de transporte en firme que actualmente tienen vigentes, ni si podrán mantener las mismas rutas y clientes. Los términos y condiciones de dichos contratos varían según distintos factores. Si las subsidiarias de transporte de gas de la Emisora no pudiera renovar sus contratos de transporte en firme, ello podría afectar adversamente su negocio, el resultado de sus operaciones, su situación financiera, lo que, a su vez, generaría un efecto significativo adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela

Las condiciones políticas, sociales y económicas de Venezuela podrían afectar adversamente las operaciones de la Emisora en Venezuela y la posibilidad de que no sean distribuidos dividendos a la subsidiaria de la Emisora en Venezuela.

La Emisora lleva a cabo actividades productivas a través de su subsidiaria, Petronado, en la cual tiene una participación equivalente al 26% de su capital social. Estas actividades dependen, en diferentes grados, de las condiciones económicas, políticas y sociales de Venezuela.

Venezuela tiene una historia de malestar social que podrá continuar en el futuro. A su vez, desde el 2017 se encuentra atravesando una severa crisis política y económica, y el gobierno de Estados Unidos ha impuesto sanciones al gobierno venezolano y a personas y entidades relacionadas, como el Banco Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela S.A. La crisis política producto de la disputa por la presidencia entre Juan Guaidó y Nicolás Maduro, escalaron el riesgo de malestar social, conflicto armado, y otras acciones perjudiciales para el país, como la imposición de mayores sanciones al gobierno venezolano por parte de gobiernos extranjeros. Durante 2020, la caída en los precios internacionales del petróleo, la principal exportación de Venezuela, acentuó las deterioradas condiciones económicas del país, lo que incrementa los riesgos de la Emisora relacionados con sus operaciones en Venezuela. Si bien esta situación fue revertida durante el año 2021, y a principios del año 2022 los precios internacionales del petróleo escalaron como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, Venezuela no ha podido aprovechar esta situación debido a las sanciones internacionales que tiene en su contra, situación que se ha agravado debido a su alianza estratégica para distintas cuestiones comerciales con Rusia, como por ejemplo para los giros de divisas que recibe por sus exportaciones de petróleo crudo. Todas estas cuestiones han tenido un efecto material adverso sobre el negocio de Petronado y, a su vez, en las inversiones de la Emisora y la capacidad de recibir dividendos desde Petronado.

Petronado se encuentra sujeta a intensos controles de cambio que imposibilitan el giro de divisas al exterior desde el mes de febrero de 2003. En efecto, actualmente hay una extensa regulación de controles de cambio que han derivado en el surgimiento de diversos tipos de cambio. Estas normas cambiarias restringen las posibilidades de Petronado de acceder al mercado de cambios y girar dividendos fuera de Venezuela. Actualmente, todos los pagos de capital en dólares estadounidenses, incluidos dividendos, deben ser aprobados por el Centro de Comercio Exterior de Venezuela. Además, en 2017, se dictó en Venezuela la Ley Constitucional de Inversión Extranjera. Dicha ley establece los requisitos y limitaciones para el pago de dividendos y la repatriación de inversiones externas. Asimismo, establece el importe mínimo de inversión que debe registrarse ante el Ministerio Popular para el Comercio Exterior y las Inversiones Extranjeras, limita el acceso a financiamiento interno, modifica el criterio para la recepción de inversiones extranjeras y crea un nuevo sistema de penalidades para aquellos que no cumplan con las disposiciones de la ley.

Como consecuencia de ello, Petronado no ha podido pagar dividendos desde el año 2008 y, al 31 de diciembre de 2021, adeuda a la Emisora una suma de \$566,4 millones, en concepto de dividendos declarados, pero no pagados. Debido a la falta de pago, la Emisora tiene reconocido al 31 de diciembre de 2021 una previsión para pérdidas esperadas por el total del crédito con Petronado. Debido al nivel de imprevisibilidad y falta de control, la Emisora no puede vislumbrar cuándo las autoridades venezolanas aprobarán la conversión del peso bolivariano a dólares estadounidenses y, por este motivo, la Emisora no puede asegurar cuándo, y si, se recibirán, dividendos en el futuro. Adicionalmente, si bien la Emisora no tiene conocimiento de la imposición de alguna obligación de efectuar aportes de capital en Petronado, la Emisora no puede asegurar si será requerida por el gobierno venezolano, accionista principal de Petronado, a efectuar más aportes de capital en dicha compañía.

Petronado enfrenta el riesgo que le expropien o nacionalicen sus activos con la consecuente intervención estatal en su negocio. El actual gobierno venezolano ha promovido un programa de incremento de la participación estatal en la economía a través de programas de bienestar, controles de cambio y precios y la promoción de sociedades del estado como Petróleos de Venezuela S.A., accionista mayoritario de Petronado. En consecuencia de ello, la Emisora podría perder la totalidad de su inversión en Petronado.

Adicionalmente, con los altos niveles de corrupción registrados en Venezuela, la Emisora no puede asegurar que Petronado no sea requerida a pagar dádivas al gobierno oficial. Si algún

empleado es imputado por el pago de dádivas, la Emisora podría tener que enfrentar el pago de multas y otras penalidades que podrían afectar nuestra reputación.

La Emisora podría no obtener información actual de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de su subsidiaria en Venezuela.

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

La Emisora posee una participación minoritaria del 26% del capital social en Petronado. Petróleos de Venezuela S.A., una sociedad del estado venezolano, es el accionista mayoritario con una participación equivalente al 60% del capital social. Los restantes accionistas son Petroamazonas EP y *Korea National Oil Corporation*, las cuales poseen una participación equivalente al 8% y al 6% del capital social, respectivamente.

Petronado no ha elaborado sus estados financieros desde 2008, ni ha pagado dividendos desde el ejercicio fiscal 2008. Además, la información más reciente sobre sus reservas de petróleo, certificada, auditada o evaluada por un tercero, es al 31 de diciembre de 2011. En consecuencia, la Emisora tiene acceso limitado a la información actual sobre las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado. Durante 2015, la Emisora llevó a cabo diferentes cursos de acción con el objeto de resolver dicha situación. Al no alcanzar el resultado esperado, con efectos a partir del 1° de octubre de 2015, la Emisora decidió que la influencia significativa sobre Petronado dejó de ser aplicable, y tampoco ha asistido a ninguna asamblea de accionistas o participado de forma alguna en las operaciones de Petronado desde 2016. Como resultado de ello, desde el 1° de octubre de 2015 las inversiones en Petronado se registran en los estados financieros de la Emisora a valor razonable, en lugar de utilizar el método de la participación.



POLÍTICAS DE LA EMISORA

Política de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

Principales inversiones y desinversiones de la Emisora en los últimos tres ejercicios

Adquisición de Sinopec Argentina

Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, del 100% de las acciones de la Subsidiaria, la cual posee a través de su sucursal en Argentina participaciones en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge. La adquisición es estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de 4.600 km², representando un aumento de la producción de la emisora de 3.200 m³ diarios en el caso del petróleo, y 5.400 m³ diarios en el caso del gas. Para más información, ver “*Información de la Emisora– Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición de los activos de Sinopec Argentina*” en este Prospecto.

Inversión en la Cuenca Austral – Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural

Con fecha 19 de febrero de 2020, la Emisora inauguró el primer sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural en la Provincia de Santa Cruz con destino comercial (el “**Proyecto ASGN**”). El Proyecto ASGN, en la localidad Sur Río Chico, contempla una inversión de la Emisora de US\$50 millones en sus dos etapas y permitirá conservar gas natural en reservorios subterráneos ubicados en gran profundidad con numerosos beneficios. Se trata del segundo campo de almacenamiento de la Argentina y posibilitará que el gas producido en Sur Río Chico y no demandado, se inyecte en el sistema de almacenamiento durante la época de baja demanda y extraerlo durante el invierno, cuando la demanda es mayor.

Inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos

El cuadro que sigue a continuación detalla las inversiones de la Emisora destinadas a la exploración y explotación de hidrocarburos efectuadas durante los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2021) y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2020).

Inversiones en propiedad, planta y equipos referidas a la exploración y producción de hidrocarburos

(en millones)

	Neto resultante en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Actividades de desarrollo y producción	14.570,2	8.820,8	12.278,2
Activos de exploración y evaluación	3.336,8	1.380,5	2.469,6
Otros	405,7	118,0	180,2
Totales de actividades de inversión	18.312,7	10.319,3	14.928,0

Acuerdo de Farm-out área “La Maggie”

Con fecha 31 de octubre de 2017, la Emisora suscribió con Echo Energy dos acuerdos de inversión conjunta para la exploración de cuatro bloques en la cuenca Austral de la provincia de Santa Cruz: (i) acuerdo de *farm-out* para las concesiones de explotación sobre las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones, y (ii) acuerdo de *farm-out* para el área

Tapí Aike. El 17 de mayo de 2019, la Emisora y Echo Energy celebraron adendas a los acuerdos de *farm-out*. Con relación al acuerdo de *farm-out* para el área Tapí Aike, la Emisora y Echo Energy acordaron, con fecha efectiva al 1 de mayo de 2019, un incremento de la participación de la Emisora en el Área de 50% a 81% y una reducción de la participación de Echo Energy de 50% a 19%. Respecto de las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones, se acordó no llevar a cabo las inversiones comprometidas por Echo Energy que se encontraban pendientes de ejecución a esa fecha, y retirarse del acuerdo de *farm-out* asumiendo la Emisora, libre de costos, con fecha efectiva al 1° de mayo de 2019, todos los derechos y obligaciones de Echo Energy derivados de las concesiones de explotación sobre las áreas según lo dispuesto en el acuerdo de *farm-out*. El 15 de julio de 2020 la Emisora suscribió un acuerdo con Echo Energy en virtud del cual este último cedió a la Emisora su participación restante el área Tapí Aike, con la opción de recomprar esta participación sujeto a determinadas condiciones. Al no haber ejercido dicha opción dentro del plazo previsto en el acuerdo con Echo Energy, dicha compañía salió definitivamente del área Tapí Aike. Para mayor información, ver “*Antecedentes Financieros – Farm-outs*” en este Prospecto.

Desinversión en el área Angostura

Con fecha 18 de octubre de 2019, se acordó con President Energy plc la cesión a título gratuito del 100% de los activos y compromisos de inversión relativos al área Angostura. Esta cesión fue aprobada por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro en noviembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, considerando los términos del acuerdo, se ha imputado a gastos de exploración \$916.489 por el valor de los activos netos del área, y \$162.663 a otros ingresos y egresos operativos, por el recupero de provisiones. Al 31 de diciembre de 2018, se había imputado a gastos de exploración una pérdida por \$263.513, correspondiente a costos geológicos y geofísicos no exitosos.

En el marco de la transacción con President Energy plc se firmó un acuerdo de suscripción de acciones por US\$1,825 millones a ser aportados por la Emisora a President Energy plc (US\$0.5 millones fueron aportados al momento de hacerse efectiva la transacción y US\$1,325 millones serán aportados entre el 25 de enero de 2020 y el 25 de julio de 2021). Al 31 de diciembre de 2020, se han registrado las acciones de President Energy plc adquiridas por US\$1,495 a su valor de cotización en la cuenta de inversiones a valores razonables. Para mayor información ver nota 13 b) de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Principales inversiones y desinversiones de capital en curso

La Emisora se encuentra trabajando en el desarrollo del potencial exploratorio y de explotación de las áreas que explota por sí, o asociada a terceros. Para mayor información sobre el detalle de las inversiones en cada una de las áreas, ver “*Información de la Emisora—Actividades de Producción y Exploración*” en este Prospecto.

Políticas de Salud, Seguridad y Medio Ambiente

La Emisora es una empresa social y ambientalmente responsable que busca continuamente la excelencia en la gestión. Este compromiso constituye una parte fundamental de su identidad corporativa y forma parte de su misión. La Emisora considera que preocuparse por el medio ambiente en el que opera y por la seguridad y la salud de las personas es una condición esencial para las actividades que desarrolla.

La Emisora ha desarrollado, implementado y buscado mejorar continuamente procesos y políticas de gestión en todos los niveles de decisión y operación, que a lo largo del tiempo le han permitido mejorar sus propios registros en lo que respecta a la salud ocupacional, la seguridad y el medio ambiente.



La política de salud, seguridad y medio ambiente de la Emisora apuntan, entre otras cosas, a (i) asegurar el cumplimiento de los requisitos legales en materia de salud, seguridad y medio ambiente, (ii) concientizar a los empleados y contratistas respecto de los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente, (iii) minimizar los impactos ambientales negativos y maximizar los niveles de seguridad en todas sus actividades, (iv) reforzar la implementación de una cultura de seguridad personal, patrimonial y ambiental que aporte valor y sea transversal a toda la organización

La Emisora ha cumplido con auditorías y certificaciones internacionales respecto de la salud, la seguridad y el medio ambiente. La Emisora adhiere a los principios y las normas específicos de la industria, como los que propone IOGP -International oil and gas producers, el American Petroleum Institute, la National Fire Protection Association, la American Society for Testing and Materials y el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (representante local de la International Organization for Standardization), en todas sus operaciones e instalaciones de exploración y producción (upstream), incluyendo los procesos de auditorías internas y de terceros. Asimismo, todos los activos de TGN, GasAndes Argentina, GasAndes Chile y TGM están certificados por las normas ISO (14001/9001) y 45001.

La Emisora ha participado activamente en diversas organizaciones en la industria del petróleo y gas, como el IAPG y la Cámara de Empresas Productoras de Hidrocarburos, o “CEPH”, donde participa de la actualización de los parámetros de salud, seguridad y medio ambiente que se aplican en la industria local.

Adicionalmente, la Emisora adhiere a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Organización de Naciones Unidas.

Salud

La Emisora ha adoptado diversas medidas proactivas y preventivas para reducir las lesiones y enfermedades derivadas de accidentes de trabajo, incluyendo el diseño e implementación de programas de gestión sanitaria, la instalación de unidades de salud en sus sitios de trabajo, el estudio sistemático de cualquier incidente o cuasi-incidente y la divulgación de las lecciones aprendidas. En respuesta a la pandemia por COVID-19, la Emisora ha adoptado diversas medidas de salud desde marzo de 2020, tales como protocolos específicos tanto para los empleados de la Emisora como para terceros afectados a su operatoria, que han sido avalados por las autoridades regulatorias competentes. No se informaron enfermedades profesionales ni lesiones graves derivadas de accidentes de trabajo durante 2021 y hasta la fecha de este Prospecto.

Seguridad

La Emisora ha desarrollado y se está implementando una serie de medidas preventivas dirigidas a sus empleados, supervisores y los supervisores de los contratistas, así como a su personal gerencial. Las principales medidas consisten en el diseño e implementación de (i) programas de capacitación para su personal: (ii) implementación de un sistema de gestión con documentación y seguimiento asociado a los procedimientos, que fueron actualizados en su totalidad durante 2020; y (iii) programas de auditorías Gerenciales. La implementación de estas medidas y el compromiso de las partes involucradas ha permitido un descenso de los eventos no deseados a valores bien por debajo de la media de la industria de los hidrocarburos en América Latina.

Como resultado de los programas y campañas implementadas, y en estrecha colaboración con sus empleados y contratistas, la Emisora no experimentó ninguna fatalidad o accidente grave en el ámbito de trabajo en el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021 y hasta la fecha de este Prospecto.

La Emisora considera que sus instalaciones de producción y transporte cumplen en todo aspecto significativo con todos los requisitos legales y de la industria aplicables a la fecha de este

Prospecto. La Emisora ha adoptado nuevas tecnologías (como perforación automatizada de huella reducida, instrumentos de teledetección, y controles perfeccionados o inteligentes para la gestión de paradas de equipos y la integridad del circuito de fluidos), y planea continuar adoptando nuevas tecnologías que le permitan reducir los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente que conlleva su actividad.

Medio Ambiente

La Emisora se encuentra sujeta a normas y regulaciones en materia ambiental en relación con sus operaciones, que involucran ciertos riesgos inherentes a la actividad, como derrames, explosiones, contaminación aguda o crónica que afecte a personas u otros seres vivos, o cualquier otra circunstancia indeseada. Además, debe asegurar la obtención y mantenimiento de permisos y seguros que le permitan intervenir el ambiente natural y trabajar con productos y elementos potencialmente peligrosos. En caso de no cumplir con estas normas y regulaciones, la Emisora podría estar sujeta a la imposición de penalidades significativas o podría incurrir en responsabilidad por los daños causados por los eventos mencionados. Ver *“Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora - La regulación ambiental podría afectar adversamente la situación financiera y las operaciones de la Emisora”* en este Prospecto.

Aunque el trabajo de prevención, planificación y auditoría es lo más importante, la organización de una rápida y correcta toma de decisiones en torno a un plan de contingencia y la disponibilidad oportuna de los instrumentos de intervención es crucial para minimizar posibles daños y remediar rápidamente los sitios afectados en caso de incidentes. Debido a la importante dispersión de las instalaciones de producción y transporte de la Emisora en una gran extensión de tierra con baja densidad de población, la Emisora trabaja en la extensión de su cobertura de sistemas de comunicaciones e integra a sus operaciones sistemas de información geográfica y de seguimiento de vehículos y caudales de hidrocarburos en movimiento.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no registra derrames de petróleo/emulsiones que hayan dejado consecuencias irremediables en el ambiente terrestre o acuático circundante.

A los fines de minimizar el impacto ambiental de las operaciones y para reducir los riesgos asociados, la Emisora ha implementado, entre otras medidas, lo siguiente: (i) la bio-remediación de tierras impactadas con petróleo; (ii) uso del sistema de locación seca; (iii) el abandono de pozos improductivos; (iv) el uso de nuevas tecnologías para la adquisición de datos sísmicos, evitando la apertura de líneas sísmicas y la consecuente erosión/deforestación; (iii) el modelado y remediación de cualquier cuerpo de agua con trazas de contaminación u otros recursos históricamente afectados y considerados como pasivos ambientales; y (vi) la implementación de programas en materia de reforestación, tratamiento de lodos, cortes de producción y tratamiento de residuos. Asimismo, la Emisora efectuó una provisión por el monto de \$5.696,1 millones durante 2020 y \$4.967,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, para cubrir las potenciales pérdidas asociadas con el abandono de pozos y la remediación ambiental.

Política de Dividendos y Agentes Pagadores

La Emisora no ha adoptado una política formal para la distribución de dividendos. La declaración, monto y pago de dividendos sobre las acciones de la Emisora debe resolverse en asamblea ordinaria, mediante el voto unánime de la totalidad de las acciones emitidas por la Emisora, y los dividendos declarados se pagarán en proporción a las respectivas participaciones de cada accionista dentro del año de su sanción. El derecho a dividendos caduca a los tres años de la fecha fijada para el pago, después de cuya fecha quedarán prescriptos a favor de la Emisora.

El estatuto de la Emisora establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan: (i) 5% hasta alcanzar el 20% del capital social suscrito, para el fondo de reserva legal; (ii) a remuneración del Directorio y comisión fiscalizadora; (iii) al pago de dividendo de las acciones preferidas con prioridad a las acumulativas impagas; (iv) el saldo, todo en parte, a dividendo de



Adrián Meszaros
Subdelegado

las acciones ordinarias, y a participación adicional de las acciones preferidas, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.

Se perfeccionaron algunos acuerdos entre Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A. en relación con el incremento de la participación de la Emisora en las sociedades Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile y la adquisición de las acciones de UENE, en virtud de los cuales Sociedad Comercial del Plata S.A. cedió a Latin Exploration S.L.U. su derecho a dividendos.

En este sentido, en garantía del pago del precio de: (i) las acciones de la Emisora que se emitieron con motivo de la capitalización del aporte irrevocable efectuado por Latin Exploration S.L.U. para adquirir las participaciones en las sociedades Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile y (ii) las acciones de UENE que se aportaron en la Emisora; Sociedad Comercial del Plata S.A. cedió a favor de Latin Exploration S.L.U. cualquier suma que tenga derecho a recibir como accionista de la Emisora correspondiente a la totalidad de sus acciones en la Emisora en concepto de dividendos. A la fecha de este Prospecto, se han cumplido la totalidad de las obligaciones asumidas por Sociedad Comercial del Plata S.A. en relación con el pago del precio de las acciones de Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile, por lo que la cesión de dividendos de Sociedad Comercial del Plata S.A. en favor de Latin Exploration S.L.U., respecto a esta adquisición de acciones, ya no se encuentra vigente.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tuvo una ganancia de \$4.695,7 millones. Los resultados no asignados totalizaron \$5.345,9 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos. Dicha recomendación fue aprobada por la asamblea general ordinaria de accionistas N° 186 de la Emisora celebrada el 14 de abril de 2020.

Con fecha 30 de octubre de 2020, la asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora resolvió desafectar parcialmente la reserva para capital de trabajo y futuros dividendos por la suma de \$313,2 millones, a fin de distribuir dividendos a los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias accionarias en la Emisora. Asimismo, se aprobó por unanimidad que los dividendos fueran abonados por la Emisora a los accionistas dentro de los diez días hábiles de celebrada la asamblea, mediante transferencias bancarias en dólares al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina al cierre de las operaciones de 29 de octubre de 2020, por lo que la suma total a distribuir ascendió a US\$4 millones.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora tuvo una utilidad de \$ 41,2 millones. Los resultados no asignados totalizaron \$798,8 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

Con fecha 30 de diciembre de 2021, la asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora resolvió desafectar parcialmente la reserva para capital de trabajo y futuros dividendos por la suma de \$1.165,6 millones, a fin de distribuir dividendos a los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias accionarias en la Emisora. Asimismo, se aprobó por unanimidad que los dividendos fueran abonados por la Emisora a los accionistas dentro de los diez días hábiles de celebrada la asamblea, mediante transferencias bancarias en dólares al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina al cierre de las operaciones de 29 de diciembre de 2021, por lo que la suma total a distribuir ascendió a US\$11 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tuvo una utilidad de \$ 467,6 millones. Los resultados no asignados totalizaron \$2.309,6 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

Salvo las restricciones al pago de dividendos previstas en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase 17, emitidas bajo el Registro de Emisor Frecuente, la Emisora no tiene prohibiciones de distribuir dividendos.

Según lo detallado en los términos y condiciones del contrato de emisión las Obligaciones Negociables Clase 17, la Emisora podrá distribuir dividendos (i) siempre que (A) no haya ocurrido ni subsista ningún Incumplimiento, (B) la Emisora pueda incurrir en al menos US\$ 1,00 de deuda, y (C) el monto total desembolsado por todos los Pagos Restringidos (conforme el término se define en el contrato de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17) realizados a partir de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 no supere, sujeto al inciso (b), la suma de: (1) el 50% del monto total del Resultado Neto Consolidado (o, si el Resultado Neto Consolidado es una pérdida, menos el 100% del monto de la pérdida) devengado en forma acumulativa durante el período, considerado como un mismo período contable iniciado el 1° de enero de 2020 y finalizado el último día del trimestre económico completo más reciente de la Emisora para el que se dispone de estados contables internos, más (2) sujeto al inciso (b), el total de los fondos netos en efectivo y el valor de mercado de los bienes y títulos valores negociables recibidos por la Emisora (excepto que sean recibidos de una Subsidiaria) después de fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 como resultado de: (x) la emisión y venta de Participaciones de Capital Calificadas de la Emisora, inclusive mediante la emisión de sus Participaciones de Capital No Calificadas o Deuda en la medida que sean convertidas posteriormente en o canjeadas por Participaciones de Capital Calificadas de la Emisora, o (y) cualquier aporte a su capital social, más (3) un monto igual a la suma, para todas las Subsidiarias No Restringidas, de lo siguiente: (x) la reducción neta, después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17, de las Inversiones en una Subsidiaria No Restringida realizadas luego de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 conforme a este inciso (a) como resultado de cualquier distribución de dividendos, venta, cancelación, rescate, distribución en concepto de liquidación u otra realización (no incluida en el Resultado Neto Consolidado), estipulándose que cualquier monto incorporado conforme a este apartado (x) no podrá exceder el monto de la Inversión realizada previamente y tratada como un Pago Restringido, más (y) la porción (proporcional a la participación de capital de la Emisora en dicha Subsidiaria No Restringida) del valor de mercado de los activos menos los pasivos de una Subsidiaria No Restringida al momento en que dicha Subsidiaria No Restringida es designada Subsidiaria Restringida, sin exceder, en el caso de una Subsidiaria No Restringida, el monto de las Inversiones realizadas después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 por la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en dicha Subsidiaria No Restringida de acuerdo con este inciso (a), más (4) la reducción neta, después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17, de cualquier otra Inversión realizada luego de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 conforme a este inciso (a), como resultado de cualquier venta, cancelación, rescate, distribución en concepto de liquidación u otra realización (no incluida en el Resultado Neto Consolidado), sin exceder el monto de la Inversión de ese modo realizada.

Lo anterior no prohibirá: (i) el pago de cualquier dividendo dentro de los 60 días posteriores a la fecha de su declaración; (ii) dividendos o distribuciones de una Subsidiaria Restringida (salvo dividendos o distribuciones pagados respecto de Acciones No Calificadas) pagaderos, proporcionalmente o sobre una base más favorable para la Emisora, a todos los tenedores de cualquier clase de Acciones de dicha Subsidiaria Restringida; la declaración o pago de cualquier dividendo o distribución con fondos de la venta u otra disposición de (i) los Activos de Transporte y Almacenamiento (“*midstream*”) en tanto el monto total de dichos dividendos y distribuciones no exceda el 60% del producido bruto total de dicha venta o disposición, o (ii) los Activos No Principales de Exploración y Producción de Petróleo y Gas, por el tiempo en que el monto total de dichos dividendos y distribuciones no excede el 50% del producido bruto total de

dicha venta o disposición; el pago de dividendos, distribuciones u otros montos para financiar la recompra, el rescate u otra adquisición o retiro a título oneroso de cualquiera de las Participaciones de Capital de la Emisora o cualquier Participación de Capital de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas de propiedad de cualquiera de los directores, funcionarios, empleados, contratistas independientes o consultores de la Emisora existentes en ese momento o en el pasado, su sociedad controlante directa o indirecta o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas o sus respectivos cesionarios, sucesiones o herederos; estipulándose, no obstante, que el precio abonado por la totalidad de las Participaciones de Capital recompradas, rescatadas, adquiridas o retiradas en todos los casos, salvo como resultado del fallecimiento o la discapacidad, no podrá superar US\$ 1 millón en total en cualquier ejercicio económico (siendo los montos no utilizados en cualquier ejercicio económico trasladados a ejercicios subsiguientes); y estipulándose, asimismo, que los montos en cualquier ejercicio económico podrán incrementarse por un monto que no supere los fondos netos en efectivo recibidos por la Emisora a partir de la venta de las Participaciones de Capital Calificadas de la Emisora a cualquier empleado, director, funcionario o consultor presente o pasado (o sus respectivos cesionarios permitidos) de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas luego de la Fecha de Emisión, en la medida que dichos fondos en efectivo no hayan sido aplicados al pago de los Pagos Restringidos en virtud del inciso (a)(iv)(C) o el inciso (b)(1).”.

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

Directores y Gerencia

Directores Titulares y Suplentes

Actualmente, el directorio de la Emisora está compuesto por nueve directores titulares y seis directores suplentes. De acuerdo con el estatuto de la Emisora, el directorio está compuesto por el número de directores que decida la asamblea general ordinaria de accionistas, el cual no deberá ser menor a cinco ni mayor a once, en el caso de los directores titulares, ni mayor a seis, en el caso de los directores suplentes. Cada director es elegido por mayoría dentro de la clase de accionistas que lo designa por términos de dos años, pudiendo ser reelegidos.

El directorio, en su primera reunión, designa un presidente y un vicepresidente.

Los actuales miembros titulares y suplentes del directorio de la Emisora fueron designados por dos ejercicios por la asamblea general de accionistas N° 189 de fecha 23 de abril de 2021. Los cargos del directorio fueron distribuidos en la reunión de directorio N° 1749 de fecha 30 de abril de 2021. Todos los mandatos finalizarán en la asamblea de accionistas que considere los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2022. La inscripción ante la Inspección de General de Justicia de dichas designaciones se encuentra aún pendiente.

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

Nombre y apellido	CUIT	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	20-29906892-8	Presidente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Juan Pablo Freijo	20-30655054-4	Vicepresidente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Fernando Víctor Pelaez	20-13380763-3	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	A	No Independiente
Daniel Kokogian	20-11176077-3	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Nestor Rubén Raffaeli	20-13683522-0	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Alain Petitjean	23-93654285-9	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	A	Independiente
Dante Rubén Patrìtti	20-06440247-2	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Pablo Arnaude	20-24069415-9	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	B	No independiente
Ignacio Noel	20-13417535-5	Director titular	23/04/2021	31/12/2022	B	No independiente
Jorge Alberto Del Aguila	30-33196322-5	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente

Emilio Martín Nadra	20-22847784-3	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Pablo Alejandro Chebli	20-20335911-0	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Carlos Daniel Bautista	20-08573395-9	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	A	No independiente
Pablo Javier González	20-20050097-1	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	B	No independiente
Matías María Brea	20-14455983-6	Director suplente	23/04/2021	31/12/2022	B	No independiente

El Sr. Eduardo Hugo Antranik Eurnekian es tío de Jorge Alberto Del Aguila.

A continuación, se incluye un resumen de la experiencia profesional de los actuales directores de la Emisora.

Antecedentes profesionales de los directores

A continuación, se incluye un resumen de la experiencia profesional de los actuales directores de la Emisora.

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian – Presidente

Nacido el 7 de noviembre de 1982 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 29.906.892 y del C.U.I.T. N° 20-29906892-8, con domicilio especial en la calle Honduras N° 5663, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director de la Emisora y presidente desde abril de 2013. Actualmente es el gerente general, *CEO*, de la Emisora desde junio de 2013 y es el director de la división de energía del grupo Corporación América. Antes de incorporarse a la Emisora fue gerente de activos de energía e infraestructura de Corporación América S.A. ("**Corporación América**").

Juan Pablo Freijo – Vicepresidente

Nacido el 25 de diciembre de 1983 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 30.655.054 y del CUIT N° 20-30655054-4, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es director de la Emisora desde 2017. Se unió a la Emisora en 2013. Actualmente, es VP de desarrollo de nuevos negocios de la Emisora. Es profesor del Instituto Tecnológico de Buenos Aires del curso "Proyectos de Inversión". Previamente ha trabajado en Columbus Merchant Banking, donde ha participado en procesos de *mergers & acquisitions*, estructuración de deuda, y asesoramiento en transacciones financieras en numerosas industrias. Es ingeniero industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires y posee un master en finanzas en la Universidad Torcuato Di Tella.

Fernando Víctor Peláez – Director titular

Nacido el 4 de junio de 1959 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 13.380.763 y del C.U.I.T. N° 20-13380763-3, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2015 y hasta octubre de 2017 se desempeñó como gerente de operaciones. Tiene más de 20 años de experiencia en puestos de alta jerarquía en empresas de energía e infraestructura. El Sr. Pelaez se ha desempeñado como *chief executive officer* de Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Unitec Bio S.A., Puerta del Sur S.A. y Aeropuertos de Neuquén. Es ingeniero civil egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Daniel Kokogian – Director titular

Nacido el 8 de julio de 1954 en la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 11.176.077 y del C.U.I.T. N° 20-11176077-3, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde diciembre de 2013. Actualmente es asesor en exploración y producción y director de YPF. El Sr. Kokogian comenzó su desarrollo profesional como geólogo de exploración en YPF, como *senior geologist* y *exploration & development manager* en Occidental Petroleum Corporation, como vicepresidente de *exploration & development* y de nuevos negocios en Pioneer Natural Resources S.A. y como country manager en Petroandina Resources Argentina S.A. Ocupó el cargo de presidente de la comisión de exploración y desarrollo del IAPG. Es licenciado en ciencias geológicas egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Nestor Rubén Raffaelli – Director titular

Nacido el 19 de diciembre de 1959 en la ciudad de Córdoba, Argentina. Titular del D.N.I. N° 13.683.522 y del C.U.I.T. N° 20-13683522-0, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en enero de 2006, desempeñándose como gerente de administración y finanzas de la Emisora hasta fines de 2015, período en que asumió el cargo de VP de Administración y Finanzas hasta febrero de 2020. Actualmente se desempeña como Director de Administración y Finanzas de Transportadora de Gas del Norte S.A. Anteriormente, se desempeñó durante 20 años en Compañía Naviera Pérez Companc S.A. y en su continuadora, Petrobras Energía S.A., trabajando en diferentes posiciones gerenciales en el país y en el exterior, como gerente administrativo y financiero de Empresa Petrolera Andina S.A. (JV PeCom, YPF y Pluspetrol) en Bolivia, gerente contable de PeCom en Buenos Aires y como gerente de planeamiento estratégico corporativo en PeCom y Petrobras Energía S.A. Es contador público egresado de la Universidad Nacional de Córdoba.

Alain Petitjean – Director titular

Nacido el 2 de febrero de 1962 en Montreuil, Francia. Titular del DNI N° 93.654.285 y del CUIT N° 23-93654285-9, con domicilio especial en la calle Parera N° 117 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuenta con más de 25 años de experiencia internacional en la industria del petróleo y el gas. Ocupó numerosos puestos directivos como controller financiero de Elf Enterprise en Escocia, director de la división de consolidation & reporting del grupo Elf en París, CFO de Total Austral en Buenos Aires, vicepresidente ejecutivo de Dolphin Energy en Abu Dhabi y, por último, jefe de la división de Gas y Energía del cono sur de Total Group, así como representante del grupo para la Argentina y Chile. También se desempeñó como CEO de Gasoducto GasAndes y fue miembro del directorio tanto en TGN como en TGM. Es egresado de la Rheims Business School, en Francia, y también cuenta con un título británico (con honores) en European Business Administration.

Dante Rubén Patrilli – Director titular

Nacido el 23 de noviembre de 1944 en la ciudad de Córdoba, Argentina. Titular del DNI N° 6.440.247 y del CUIT N° 20-06440247-2, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ingresó a la Emisora en 2015 como asesor y, actualmente, es miembro del directorio. Cuenta con más de 40 años de experiencia en la industria, ocupando puestos jerárquicos tales como director general de las Américas en Repsol YPF, presidente de Andina Corp en Bolivia, presidente de Apex Petroleum Corp. en Estados Unidos, miembro del directorio de YPF y gerente general de ASTRA Compañía de Petróleo, donde comenzó su carrera en 1968. Cuenta con un título en Ingeniería en Petróleo de la Universidad Nacional de Cuyo y un Máster en Business & Acquisitions del MIT.

Pablo Arnaude – Director titular

Nacido el 13 de agosto de 1974 en Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 24.069.415 y del C.U.I.T. N° 20-24069415-9, con domicilio especial en la calle Reconquista N° 1088, piso 9,



Adrián Meszaros
Subdelegado

CP (1003), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es director suplente de la Emisora desde abril de 2017. Actualmente es CFO y director de Sociedad Comercial del Plata S.A. y miembro del directorio en CPS Comunicaciones S.A. y Canteras Cerro Negro S.A. Anteriormente ocupó distintos puestos gerenciales y ejecutivos en los grupos Perez Companc y Adecoagro. Es Licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Universidad Católica Argentina de Buenos Aires. Obtuvo un master en dirección ejecutiva en el Instituto de Altos Estudios Empresariales de la Universidad Austral y realizó estudios de maestría en Finanzas en la Escuela Superior de Economía y Administración de Empresas.

Ignacio Noel – Director titular

Nacido el 14 de junio de 1957 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Titular del DNI N° 13.417.535 y del CUIT N° 20-13417535-5, con domicilio especial en la calle Reconquista N° 1088, piso 10, CP (1003) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde diciembre de 2013. Actualmente, es presidente, también, de Sociedad Comercial del Plata S.A., Parque de la Costa S.A., Metrotel, Morixe Hermanos S.A., Sierras de Mazan S.A. y Alimentos Modernos S.A. Asimismo, es miembro de Consejo Directivo de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y del Mozarteum Argentino. Se ha desempeñado como presidente de Petroken Petroquímica Ensenada S.A., como director de Indupa S.A.I.C., Noel & Cía. S.A. e Indelpro S.A. (México). Es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Jorge Alberto Del Aguila – Director suplente

Nacido el 9 de agosto de 1987 en Del Viso, Pilar, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del DNI N° 33.196.322 y del CUIT N° 30-33196322-5, con domicilio especial en la calle Honduras N° 5663, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde diciembre de 2013. Actualmente, se desempeña como responsable del área de desarrollo de inversiones en el sector financiero de Corporación América en Argentina y en el exterior. Es licenciado en ciencias políticas egresado de la Universidad del CEMA.

Emilio Martín Nadra – Director suplente

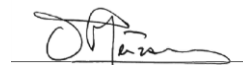
Nacido el 18 de julio de 1972 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 22.847.748 y del C.U.I.T. N° 20-22847784-3, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora como VP Comercial en 2017, luego de trabajar durante 16 años en la industria de la energía. Se desempeñó como Gerente de venta de gas en Wintershall Energía y estuvo a cargo de los puestos de *Management* en PanAmerican Energy y ENARGAS. Es economista de la Universidad Torcuato Di Tella y tiene una Maestría en Negocios y Política pública de la Universidad de San Andrés.

Pablo Alejandro Chebli – Director suplente

Nacido el 20 de febrero de 1969 en Godoy Cruz, Mendoza. Titular del D.N.I. N° 20.335.911 y del C.U.I.T. N° 20-20335911-0, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en junio de 2016 como director ejecutivo. Trabajó más de 23 años en la industria petrolera en Argentina, Brasil, Perú, Colombia, México, Canadá y Estados Unidos. Anteriormente fue gerente general de compañías como Golden Oil Corporation y Central Resources Inc. Asimismo, desempeñó cargos ejecutivos en Repsol e YPF. Es licenciado en ciencias geológicas, egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Carlos Daniel Bautista – Director suplente

Nacido el 22 de mayo de 1951 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 8.573.395 y del C.U.I.T. N° 20-08573395-9, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director suplente de la Emisora desde diciembre de 2013. También ha ocupado el cargo de director de nuevos negocios de Corporación América. Actualmente se desempeña como director de



relaciones laborales y recursos humanos de la Emisora. Se ha desempeñado como jefe de producto de Alpargatas S.A.I.C., gerente regional del noreste argentino de Austral Líneas Aéreas, gerente de productos en Uzal S.A., gerente de negocios de Grafa S.A., gerente de *marketing* de Editorial Atlántida S.A., gerente comercial de Playfull S.A. y gerente general de Dexter. Asimismo, se desempeñó como director general en la radiofrecuencia AM 910 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, gerente general en Radio Municipal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y director nacional de planificación del Comité Federal de Radiodifusión. Se desempeñó además como asesor de directorio en la Auditoría General de la Nación y como asesor de presidencia en comunicaciones en la Honorable Cámara de Diputados de la Nación. Es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires y ha realizado una maestría en administración de negocios en el Instituto Nacional de Desarrollo Empresarial Argentino y un posgrado en derecho en comunicaciones en la Universidad de Buenos Aires.

Pablo Javier González – Director suplente

Nacido el 22 de mayo de 1968 en Campo de Mayo, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 20.050.097 y del C.U.I.T. N° 20-20050097-1, con domicilio especial en Reconquista N° 1088, piso 10, CP (1003) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director suplente de la Emisora desde abril de 2015. Actualmente se desempeña como director suplente de CPS Comunicaciones S.A., como síndico titular en Delta del Plata S.A., síndico suplente en Ferropreso Pampeano S.A. y como síndico suplente en Compañía Inversora Ferroviaria S.A. Se ha desempeñado como director suplente de Trilenium S.A. Es contador público graduado de la Universidad de Buenos Aires.


Matías María Brea – Director suplente

Nacido el 19 de agosto de 1961 en Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 14.455.983 y del C.U.I.T. N° 20-14455983-6, con domicilio especial en la calle Reconquista N° 1088, piso 9, CP (1003), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde abril de 2001. Es socio fundador de Estudio Brea Solans & Asociados S.C., donde desempeñó tareas hasta julio de 2016. Actualmente, integra los directorios de Sociedad Comercial del Plata S.A., Ferro Expreso Pampeano S.A.I.F., Compañía Inversora Ferroviaria S.A., Parque de la Costa S.A., Delta del Plata S.A., Enel Generación Costanera S.A. y Celulosa Argentina S.A. Es síndico de diversas sociedades, entre otras, Transportadoras de Gas del Mercosur S.A. y Arcos Dorados S.A. Asimismo es miembro de los consejos consultivos de Fundación Vida Silvestre Argentina y de Fundación Junior Achievement Argentina y es vicepresidente de Olivos Golf Club S.A. Es contador público egresado de la Universidad Católica Argentina de Buenos Aires, obtuvo un *Master in Business Administration* en la George Washington University, Washington DC, Estados Unidos y el título de *Certified Public Accountant* en el Distrito de Columbia, de dicho país.

Gerentes de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Emisora tiene a su cargo la ejecución e implementación de las estrategias de la Emisora y reporta al gerente general. En el siguiente cuadro se detallan los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha de emisión del presente Prospecto, sus respectivos cargos y el año de su designación:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Designación
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	CEO	01/06/2013
Pablo Alejandro Chebli	COO – <i>Chief Operating Officer</i>	01/06/2016


Adrián Meszaros
Subdelegado

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Designación
Adrián Jorge Meszaros	CFO – <i>Chief Financial Officer</i>	12/12/2016
Emilio Nadra	CCO – <i>Chief Commercial Officer</i>	13/03/2017
Rodrigo Fernández	CPO – <i>Chief People Officer</i>	04/11/2021
Felipe González Fernández	Director Supply Chain	04/11/2021
Juan Pablo Freijo	CBO – <i>Chief Business Officer</i>	07/10/2016
Emilio José Daneri Conte-Grand	CLO – <i>Chief Legal Officer</i>	17/04/2015
Carlos Daniel Bautista	Transiciones Energéticas	06/10/2017

Antecedentes profesionales de los gerentes de primera línea.

A continuación se incluye un resumen de la experiencia profesional de los actuales gerentes de la Emisora.

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian – CEO

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto.

Pablo Alejandro Chebli – COO

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto.

Adrián Jorge Meszaros – CFO

Nacido el 28 de octubre de 1965 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 17.606.526 y del C.U.I.T. N° 20-17606526-6, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2016 como director financiero. Experto en finanzas y mercado de capitales, cuenta con más de 25 años de experiencia como ejecutivo en compañías en Latinoamérica. Se ha desempeñado en diversas industrias, tales como medios de comunicación, retail, telecomunicaciones y banca, y como consultor independiente en México, Perú y Argentina. El Sr. Meszaros estuvo a cargo de una de las reestructuraciones de deuda corporativa más grandes de la historia argentina, que se extendió por más de tres años e involucró tribunales de quiebra de los Estados Unidos. En los mercados de capitales organizó transacciones de financiamiento por más de US\$3.000 millones. El Sr. Meszaros es licenciado en administración graduado de la Universidad Católica Argentina.

Emilio Nadra – VP Comercial

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto

Rodrigo Fernández

Nacido el 27 de diciembre de 1984 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 31.423.022, y del C.U.I.T. N° 20-31423022-2, con domicilio especial en la calle Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en /2020 como VP de Humanidades y actualmente se desempeña como CPO (*Chief People Officer*). Cuenta con más de 15 años de experiencia en distintas industrias como Energía, Seguros, Logística y Siderurgia. También se desempeñó como docente en la carrera de Recursos Humanos de la UADE. Cuenta

con un título de Licenciado en Comercialización de UADE, un posgrado en Gestión Estratégica de Recursos Humanos de UdeSA, un PDD y un Executive MBA del IAE Business School.

Felipe González Fernández

Nacido el 26 de Octubre de 1978 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 26.844.830, y del C.U.I.T. N° 20-26844830-7, con domicilio especial en la calle en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2018 como Gerente de Compras y Contrataciones, y desde 2021 ocupa la posición de Director de Supply Chain. Es Ingeniero Industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires, y realizó una Diplomatura en Economía de la Energía y Planificación Estratégica en el Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista y la Especialización en Economía del Petróleo y el Gas, en el ITBA. Cuenta con 17 años de experiencia en Supply Chain dentro la industria del gas y el petróleo en la Argentina en operadoras como Petrobras Argentina, Petro Andina y Pluspetrol.

Juan Pablo Freijo – VP de Nuevos Negocios y Humanidades

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores – Directores titulares y suplentes*” en este capítulo de este Prospecto.

Emilio José Daneri Conte-Grand – Director de Legales

Nacido el 28 de enero de 1973 en la Ciudad de San Juan, Provincia de San Juan. Titular del D.N.I. N° 22.958.732 y del CUIT N° 20-22958732-4, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2015 y desde esa fecha se desempeña como director de legales. Desde el año 2004 trabaja en empresas del grupo Corporación América, desempeñándose actualmente en el departamento de asuntos legales del área de infraestructura y energía de Corporación América. Antes de unirse a Corporación América, ha trabajado en el estudio Bomchil en el área de derecho administrativo y regulatorio, derecho corporativo, finanzas e infraestructura, entre otras áreas de práctica, incluso como asesor externo de la firma. Es abogado egresado de la Universidad Católica de Cuyo y realizó una maestría en derecho administrativo en la Universidad Austral, como también el programa de alta dirección en el Instituto de Altos Estudios de dicha universidad.

Carlos Daniel Bautista – VP de Relaciones Laborales y de Compras

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores – Directores titulares y suplentes*” en este capítulo de este Prospecto.

Contratos de trabajo con gerentes

Todos los gerentes mencionados se encuentran en relación de dependencia sujeta a la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744. Adicionalmente, el Sr. Eduardo Hugo Antranik Eurnekian percibe honorarios por su desempeño como presidente del directorio de la Emisora.

Órgano de fiscalización

Mediante asamblea de accionistas N° 192 de fecha 4 de abril de 2022 se fijó en tres el número de miembros titulares y en tres el número de miembros suplentes de la comisión fiscalizadora de la Emisora y fueron designados por un ejercicio.

Todos los mandatos de los integrantes de la comisión fiscalizadora finalizarán en la asamblea de accionistas que considere los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2022.

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

Nombre y apellido	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Carlos Oscar Fernando Bianchi	Síndico titular	04/04/2022	31/12/2022	A	Independiente
Carlos Fernando Bianchi	Síndico titular	04/04/2022	31/12/2022	A	Independiente
Mariano de Apellaniz	Síndico titular	04/04/2022	31/12/2022	B	Independiente
Juan Pablo Bianchi	Síndico suplente	04/04/2022	31/12/2022	A	Independiente
Héctor Oscar José Romero	Síndico suplente	04/04/2022	31/12/2022	A	Independiente
José María Aranguren	Síndico suplente	04/04/2022	31/12/2022	B	Independiente

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

Antecedentes profesionales de los miembros de la comisión fiscalizadora

El siguiente es un resumen de la experiencia profesional de los miembros de la comisión fiscalizadora:

Carlos Oscar Fernando Bianchi – Síndico titular

Nacido el 10 de enero de 1945 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 4.449.577 y del C.U.I.T. N° 20-04449577-6, con domicilio en la calle Juncal 922, piso 8 “A”, CP (1062), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente, es socio del estudio jurídico Bianchi, Fernández Moores & Méndez Trongé y profesor adjunto de la asignatura historia del derecho de la Universidad de Buenos Aires, coadministrador judicial de Papel Prensa S.A. y síndico de Autovía del Mar S.A. El Sr. Bianchi ha sido decano de la Facultad de Sociología de la Universidad de Buenos Aires, Juez Federal de Departamento Judicial Campana, asesor del Ministerio de Justicia, de *Citicorp Capital Investors* y de Carboquímica Sociedad mixta del Estado e inspector de Canal 2. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Carlos Fernando Bianchi – Síndico titular

Nacido el 11 de junio de 1979 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 27.382.331 y del C.U.I.T. N° 20-27382331-0, con domicilio en la calle Juncal 922, piso 8 “A”, CP (1062), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente se desempeña como socio de Fernández Moores & Méndez Trongé y como síndico suplente en Autovía del Mar S.A. Ha trabajado en Aeropuertos Argentina 2000 S.A. y en los estudios jurídicos Rossi Camilion & Armando, Bianchi y Bianchi, Ferreiro Pella & Touceda. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó una especialización en derecho empresarial en la Universidad del Museo Social.

Mariano de Apellaniz – Síndico titular

Nacido el 29 de agosto de 1955 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 11.478.640 y del C.U.I.T. N° 20-11478640-4, con domicilio especial en la avenida Callao N° 1211, piso 9, CP (1023) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2017. Actualmente se desempeña como abogado en el estudio

jurídico Alegría, Buey Fernández, Fissore & Montemerlo. Anteriormente, trabajó en el estudio jurídico Montes de Oca & Benegas, y en los departamentos de legales de Danone Argentina S.A., Sevel Argentina S.A./Peugeot Citroën (jefe del departamento) y Cervecería y Maltería Quilmes S.A.I.C.A. y G. (gerente de legales). Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y se desempeña como profesor auxiliar de Derecho Civil IV (Derechos Reales) en la Universidad del Salvador.

Juan Pablo Bianchi – Síndico suplente

Nacido el 11 de junio de 1982 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 29.582.970 y del C.U.I.T. N° 20-29582970-3, con domicilio en la calle Montevideo 604, piso 5, CP (1019) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente, trabaja en Interbaires S.A. Anteriormente, trabajó en los estudios jurídicos Bianchi, Fernández Moores & Méndez Trongé y Bazan, Cambré & Orts. Es abogado egresado de la Universidad Católica de Buenos Aires y se especializó en asesoramiento jurídico de empresas en la Universidad de Buenos Aires.

Héctor Oscar José Romero – Síndico suplente

Nacido el 20 de junio de 1950 en la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 8.290.382 y del C.U.I.T. N° 20-08290382-9, con domicilio en la calle A. Argentina 293, CP (1629), Pilar, Provincia de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Desde 1980 se dedica al ejercicio de la profesión especializándose en la asesoría contable y auditorías y confección de balances. Es contador público egresado de la Universidad de Belgrano.

José María Aranguren – Síndico suplente

Nacido el 10 de marzo de 1983 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 30.276.961 y del C.U.I.T. N° 20-30276961-4, con domicilio en la calle Ramos Mejía 2459, CP (1609) Boulogne, Provincia de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente trabaja en el estudio jurídico Aranguren Abogados especializándose en derecho comercial y societario. Anteriormente, trabajó en el Juzgado Federal en lo Criminal y Correccional N° 2 de San Isidro y en el estudio jurídico Cainzos, Fernández & Premrou. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Remuneración

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$87,0 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$0,8 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Los anticipos indicados en el párrafo precedente, así como el importe total de honorarios al Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 186 de fecha 14 de abril de 2020. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2020 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$100.000.000; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$1.700.000, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2020.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$56,9 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$1,4 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Los anticipos indicados precedentemente para las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, así como el importe total de honorarios al

Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 189 de fecha 23 de abril de 2021. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$130.000.000; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$2.500.000, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2021.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$83,1 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$2,3 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Los anticipos indicados precedentemente para las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, así como el importe total de honorarios al Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 192 de fecha 4 de abril de 2022. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2022 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$160 millones; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$3,2 millones, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2022.

Ni la Emisora ni sus subsidiarias han otorgado un plan de beneficios o pensiones para los miembros del directorio o de la comisión fiscalizadora en caso de retiro.

Propiedad Accionaria de Directores

A la fecha del presente Prospecto, ningún director es titular de acciones de la Emisora ni tampoco poseen opciones sobre las mismas.

Gobierno Corporativo

El reporte sobre el Código de Gobierno Societario, confeccionado según lo previsto por la Resolución N° 797/2019 de la CNV, se incluyó en la memoria anual de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y forma parte integrante de la misma.

Dicho reporte indica si la Emisora aplica o no aplica, total o parcialmente, los principios, prácticas recomendadas y orientaciones del Código de Gobierno Societario. La Emisora ha brindado aquellas explicaciones que ha considerado convenientes incluyendo, en su amplia mayoría, de aquellas tendientes a informar de qué manera la Emisora aplica dichos principios, prácticas recomendadas y orientaciones del Código de Gobiernos Societario.

Para mayor información, véase la memoria, y el reporte que forma parte de la misma, correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, que se encuentran disponibles en la Autopista de la Información Financiera de la CNV bajo el ID N° 2865445.

Responsable de Relaciones con el Mercado

Con fecha 21 de febrero de 2020, el Directorio de la Emisora designó al Sr. Adrián Meszaros como responsable de relaciones con el mercado y a los señores Emilio José Daneri Conte Grande y Luis Villarreal como responsables suplentes.

Empleados

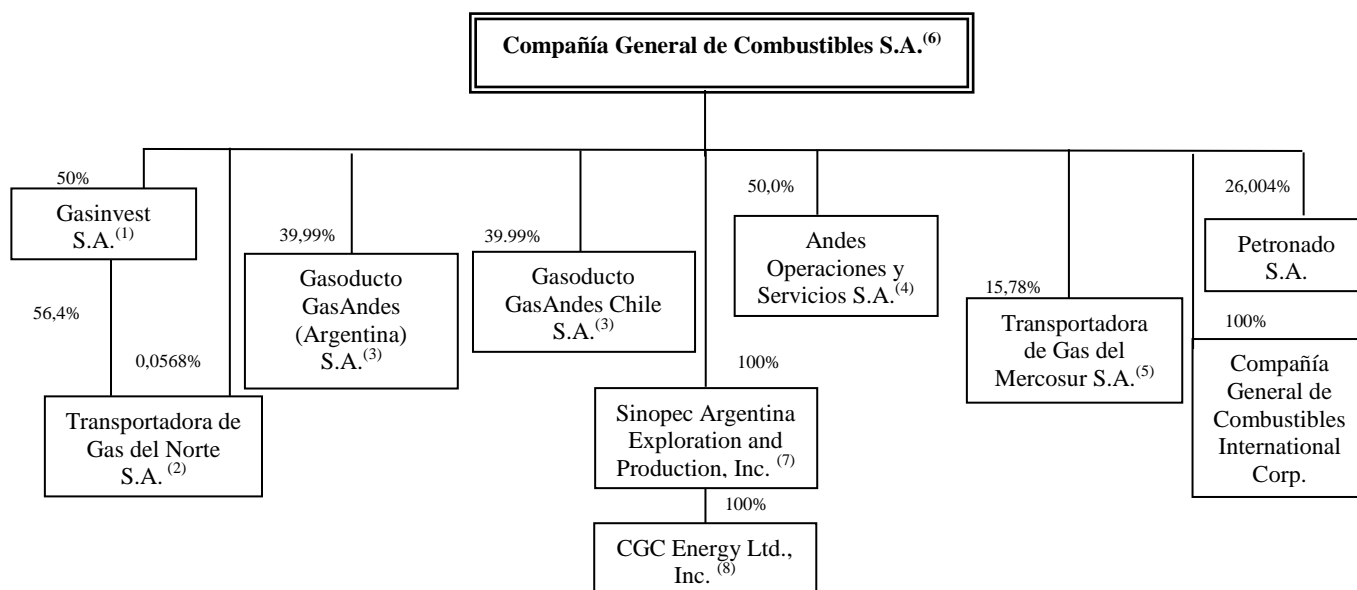
El siguiente cuadro presenta información sobre la cantidad de empleados de la Emisora al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Empleados por segmento de actividad			
Exploración y explotación de hidrocarburos	341	173	162
Transporte de gas	9	8	7
Corporativa y otros	290	84	72
Total	640	265	241

La Emisora no ha emitido a favor de los empleados ninguna acción, opción o cualquier otro valor negociable sobre el capital de la Emisora.

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

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



(1) La Emisora es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0568% en TGN. El otro accionista principal es Tecpetrol Internacional S.L.U. con un 50%. En relación con el 18,28% que era titularidad de RPM Gas S.A., ver “*Información de la Emisora – Actividades de Transporte de Gas – TGN – Acuerdo con RPM*” en este Prospecto.

(2) El otro accionista principal es Southern Cone Energy Holding Company Inc. con un 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público y menos del 1% se encuentra en manos de cinco accionistas diferentes. De forma indirecta, a través de Gasinvest S.A., la Emisora tiene participaciones en TGN por un 28,23%

(3) Los otros accionistas principales son Aprovisionadora Global de Energía S.A., con un 47,10% y AES Gener S.A., con un 13,0%. En 2014, Aprovisionadora Global de Energía S.A. otorgó a la Emisora una opción para adquirir un 3,76% adicional en ambas compañías de Gas Andes (Gasoducto GasAndes Argentina y Gasoducto GasAndes Chile), sujeto a la autorización del gobierno chileno, que no ha sido otorgada a la fecha de este Prospecto.

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

(5) Los otros principales accionistas son Total Gas y Electricidad Argentina S.A. con un 32,69%, Tecpetrol S.A. con un 21,79%, Operating S.A. con un 20,00%. Respecto de la participación que era titularidad de RPM Gas S.A., ver la nota al pie (1) en esta subsección.

(6) No incluye a Unitec Energy S.A. con motivo de la fusión por absorción. El acuerdo definitivo de fusión fue formalizado el 21 de junio de 2018 y se encuentra inscripto en el Registro Público bajo el N° 21861 del libro N° 92 de Sociedades por Acciones. A la fecha de este Prospecto, se ha presentado una rectificación de la planchuela de inscripción en virtud de presentarse un error en la referencia al número de escritura pública. Ver “*Políticas de la Emisora—Política de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales—Principales inversiones y desinversiones de la Emisora en los últimos dos ejercicios—Inversión en UENE—Fusión por absorción de UENE*”.

(7) Con efectos a partir del 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó una oferta remitida por la Emisora para la adquisición de la Subsidiaria. Actualmente, la Subsidiaria posee a través de su sucursal en Argentina participaciones en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos ubicadas en las cuencas Cuyana y Golfo San Jorge. Para más información, ver “*Información de la Emisora – Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición de los activos de Sinopec Argentina*”.

(8) Con fecha 28 de marzo de 2022, se constituyó en las Islas Caimán “CGC Energy Ltd.”, una sociedad completamente controlada por la Subsidiaria, que fue constituida conforme a las leyes de dicha jurisdicción.

Accionistas Principales

Tenencias de los principales accionistas

El capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso (\$1) cada una y con derecho a un voto por acción, de las cuales (a) 279.396.499 son acciones Clase A y (b) 119.741.357 millones son acciones Clase B. Cada acción, sin importar su clase, representa los mismos derechos

políticos y económicos, excepto respecto de la elección de los miembros del Directorio, cuyo procedimiento se describirá más adelante en esta Sección.

Los accionistas de la Emisora son actualmente los siguientes:

Accionista	Clase	Cantidad de acciones	Porcentaje
Latin Exploration S.L.U	A	279.396.499	70%
Sociedad Comercial del Plata S.A.	B	119.741.357	30%

Información de los accionistas principales

Latin Exploration S.L.U.

Latin Exploration S.L.U. es una sociedad de responsabilidad limitada unipersonal constituida por tiempo indefinido en las Islas Canarias, Santa Cruz de Tenerife, con fecha 30 de noviembre de 2005, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid Ignacio Martín-Gil Vich, bajo el número de orden del protocolo 4853 e inscrita en el Registro Mercantil de Santa Cruz de Tenerife al Tomo 2778, Folio 17, hoja número TF-38249, inscripción 1ª. Asimismo, dicha sociedad se encuentra registrada bajo el número de identificación fiscal B-84522606, y domiciliada en Hermosilla Nº 11, planta 4º, 28001, Madrid, España. Se encuentra inscrita ante la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires bajo el número de folio 5258, legajo Nº 1/141235, de conformidad con el artículo 123 de la Ley Nº 19.550.

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

Con fecha 29 de abril de 2013, se presentó ante la CNDC, la solicitud de autorización de la transferencia accionaria antes mencionada. La misma fue otorgada en fecha 26 de abril de 2017.

Con fecha 19 de noviembre de 2015, Cedikor S.A. (controlante indirecto de la Emisora) transfirió a A.C.I. Capital S.à r.l. la totalidad de su participación accionaria en Latin Exploration S.L.U. (controlante directo de la Emisora). A.C.I. Capital S.à r.l. es una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-2453 Luxemburgo, 6, rue Eugène Ruppert. Dicha transferencia fue perfeccionada con fecha 21 de diciembre de 2015.

A.C.I. Capital S.à r.l. es controlada por Corporación América Internacional S.à r.l. una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-2453 Luxemburgo, 6, rue Eugène Ruppert. A su vez, Corporación América Internacional S.à r.l. es controlada por Liska Investments Corp., una sociedad constituida conforme a las leyes de las Islas Vírgenes Británicas.

Por su parte, Liska Investments Corp. es controlada por Southern Cone Foundation, una fundación constituida bajo las leyes del Principado de Liechtenstein, con sede social en Vaduz. El propósito de la fundación es administrar sus activos a través de decisiones adoptadas por su Directorio independiente. Conforme la información que posee y tiene conocimiento la Emisora, los potenciales beneficiarios de dicha fundación son miembros de la familia Eurnekian e instituciones religiosas, de caridad y educativas.

Sociedad Comercial del Plata S.A.

Sociedad Comercial del Plata S.A. es una sociedad anónima constituida e inscrita el 7 de junio de 1927 en la IGJ bajo el Nº 98, del Libro 41, Folio 580, Tomo "A" de Sociedades Anónimas, con sede social en Esmeralda 1320, piso 7 "A", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sociedad Comercial del Plata S.A. lista sus acciones en BYMA, y se encuentra sujeta a sus regulaciones y a las de la CNV.

La Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales, promulgada el 27 de diciembre de 2012, reglamentada por el Decreto Reglamentario N° 1023/13, define en su Art. 2 como “controlante”, “grupo controlante” o “grupos de control” a las personas físicas o jurídicas que posean en forma directa o indirecta, individual o conjuntamente, según el caso, una participación por cualquier título en el capital social o valores con derecho a voto que, de derecho o de hecho, en este último caso si es en forma estable, les otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en asambleas ordinarias o para elegir o revocar la mayoría de los directores o consejeros de vigilancia.

Teniendo en cuenta las Asambleas de Accionistas celebradas con fechas 19 de mayo de 2020, 25 de abril de 2019, 25 de abril de 2018, no existen personas físicas o jurídicas que clasifiquen entre los términos del Art. 2 de la Ley 26.831.

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

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, los accionistas Clase B que representen al menos el 30% del capital social tienen el derecho de elegir dos directores. Los restantes miembros del Directorio son elegidos por la clase A de accionistas.

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

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

Información sobre acuerdos entre los accionistas de la Emisora

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

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

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

Transacciones con partes relacionadas

La Emisora ha llevado a cabo, y espera seguir llevando a cabo, transacciones con partes relacionadas, sin carácter limitativo, las transacciones que se describen más adelante. Para mayor información con respecto a las transacciones con partes relacionadas, véase la nota 33 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

Línea de Crédito a la Subsidiaria

Con fecha 13 de enero de 2022, la Emisora, aceptó la oferta de la Subsidiaria para el otorgamiento de una línea de crédito en favor de la Subsidiaria (conforme fuera modificada en fecha 22 de febrero de 2022, la “Línea de Crédito Intercompany”). La Línea de Crédito

Intercompany fue puesta a disposición de la Subsidiaria desde la aceptación de la Oferta por la Emisora, por un monto máximo de hasta US\$60 millones a ser desembolsados por el monto equivalente en pesos o en Letras de Tesoro Nacional en pesos a descuento al tipo de cambio o valor nominal aplicable, según corresponda. Excepto que sea precancelada o prorrogada, a opción de la Subsidiaria, la Línea de Crédito Intercompany será cancelada en un solo pago el 13 de enero de 2023, y devengará intereses a una tasa del 6,5% nominal anual, pagaderos en la fecha de vencimiento o de precancelación de la Línea de Crédito Intercompany.

Al día de la fecha de este Prospecto la Línea de Crédito Intercompany se encuentra vigente, y Emisora ha realizado desembolsos por US\$58,1 millones (o \$5.757,5 millones al tipo de cambio aplicable al 31 de diciembre de 2021).

Préstamos en Curso

De acuerdo con los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, no existieron créditos por ventas o préstamos a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes en segundo grado inclusive.

Interés de Expertos y Asesores

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

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

Para información sobre los activos tangibles e intangibles relevantes de la Emisora ver la sección “*Información de la Emisora*” en este Prospecto. En relación con la política de inversiones y ambiental, ver también las secciones “*Políticas de la Emisora*” y “*Antecedentes Financieros—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora—Programa de Exploración y Desarrollo*”. Dichas secciones deben leerse conjuntamente con los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2021 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2020, incorporados por referencia a este Prospecto, y con la sección “*Factores de Riesgo*”.



Adrián Meszaros
Subdelegado

ANTECEDENTES FINANCIEROS

La información financiera incluida en esta Sección respecto a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020, y 2019, ha sido extraída de los estados financieros por los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2020, según lo indicado en la Sección “Incorporación de la Información por Referencia”. Esta información debe leerse juntamente con los referidos estados financieros de la Emisora, sus anexos y notas, y con la Sección “Factores de Riesgo” de este Prospecto.

Información contable y financiera

Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en forma comparativa, en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021, preparados por la Emisora de acuerdo con las NIIF, fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), domiciliado en Bouchard N° 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo socio a cargo fue el contador Dr. Hernán Rodríguez Cancelo, quien se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 371 – Folio 009, con domicilio profesional en Bouchard 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La información contable y financiera incluida en este Prospecto correspondiente a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 ha sido obtenida de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2020, disponibles en el sitio de Internet de la CNV (<http://www.argentina.gob/CNV>) en el ítem “Información Financiera”, bajo los N° de ID 2865442 y 2726727, respectivamente.

La CNV, mediante Resolución General N° 777/2018, dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deben aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cierran a partir del 31 de diciembre de 2018, inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias”.

La información financiera incluida en el presente Prospecto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido obtenida de los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, presentados en forma comparativa y se encuentra expresada en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021 de acuerdo con NIC 29 (los “Estados Financieros Anuales Auditados”).

Por su parte, la información financiera incluida en el presente Prospecto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ha sido obtenida de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020, presentados en forma comparativa y se encuentra expresada en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020 de acuerdo con NIC 29.

LA SITUACIÓN EXPUESTA ANTERIORMENTE RESPECTO DE LA APLICACIÓN DE LA NIC 29 “INFORMACIÓN FINANCIERA EN ECONOMÍAS HIPERINFLACIONARIAS” AFECTA SIGNIFICATIVAMENTE LA COMPARABILIDAD DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA EXPUESTA EN EL PRESENTE PROSPECTO, RAZÓN POR LA CUAL, EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA MISMA DEBE LLEVARSE A CABO TENIENDO EN CUENTA ESTA SITUACIÓN.

Información contable y financiera referida a la Subsidiaria

Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, de la propiedad del 100% sobre la Subsidiaria.

La adquisición se contabilizó como una combinación de negocios de acuerdo con lo establecido en la NIIF 3 Combinaciones de Negocios, utilizando el método de la adquisición por el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos fueron registrados a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición. A continuación, se detallan los valores razonables definitivos correspondientes a los principales activos y pasivos a la fecha de la adquisición, los cuales han sido incorporados en los estados financieros de la Emisora a partir de la toma de control, el 30 de junio de 2021:

	En miles de pesos
Valor razonable de la contraprestación transferida	8.440.889
Valor razonable de los principales activos y pasivos objetos de la adquisición	
Activo no corriente	17.348.083
Activo corriente	19.900.976
Pasivo no corriente	(17.386.755)
Pasivo corriente	(8.273.878)
Subtotal	11.588.426
Compra en términos ventajosos	3.147.537

El resultado por combinación de negocios arroja una ganancia por compra en términos ventajosos originada principalmente por el hecho de que los anteriores accionistas de la Subsidiaria se encontraban retirando sus inversiones de Argentina, y dada la posición estratégica de la Emisora en el área de operaciones de la compañía, se lograron cerrar las negociaciones de manera conveniente para la Emisora.

Considerando que la adquisición fue con fecha 30 de junio de 2021, se han consolidado los resultados de la Subsidiaria del período de seis meses al 31 de diciembre de 2021. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2021, la Emisora estima que los ingresos por ventas habrían aumentado en \$19.162.675 miles aproximadamente y el resultado hubiera representado una ganancia adicional por \$2.309.995 miles aproximadamente.

Estado de resultados y otros resultados integrales

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021⁽³⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Ingresos ⁽¹⁾⁽²⁾	72.857,0	47.223,0	42.041,2
Costo de ingresos	(44.115,3)	(28.626,0)	(25.364,8)
Resultado bruto	28.741,7	18.597,0	16.676,5
Gastos de comercialización	(2.796,0)	(1.695,8)	(1.623,0)
Gastos de administración	(6.609,0)	(2.872,0)	(2.170,2)
Gastos de exploración	(15,1)	(243,1)	(1.271,8)
(Cargo) recupero por deterioro de activos financieros	(320,9)	65,6	(27,9)
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	2.530,5	(3.219,2)	(1.095,8)
Resultado operativo	21.531,1	10.632,5	10.487,9
Resultado de inversiones en asociadas	(2.035,6)	1.945,8	5.198,7
Ingresos financieros	1.311,1	213,5	125,5
Costos financieros	(6.061,9)	(6.315,5)	(3.511,4)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(3.625,2)	(3.678,4)	(1.953,0)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021 ⁽³⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Otros resultados financieros	(9.363,8)	(3.485,3)	(1.531,9)
Resultado por combinación de negocios	3.147,5	-	-
Resultado antes de impuestos	4.903,3	(687,4)	8.815,7
Impuesto a las ganancias	(4.435,7)	749,7	(2.423,0)
Resultado Neto	467,6	62,3	6.392,7
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	(4.239,0)	(2.708,3)	(536,5)
Resultado total integral del ejercicio	(3.771,3)	(2.646,0)	5.856,2

⁽¹⁾ Para los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, incluye \$14.152,7 y \$20.789 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver el apartado “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora - Factores clave que afectan el negocio y los resultados operativos de la Emisora - Ganancias y costos” y las Secciones “Factores de riesgo – Riesgo relacionado con la industria del petróleo y del gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en esta sección. Ver también la nota 24. de los Estados Financieros Anuales Auditados.

⁽²⁾ Para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2019, incluye \$10.602,5 en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver el apartado “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora- Factores clave que afectan el negocio y los resultados operativos de la Emisora- Ganancias y costos” y las Secciones “Factores de riesgo – Riesgo relacionado con la industria del petróleo y del gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en esta sección. Ver también la nota 24 de los estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

⁽³⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(en millones - en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones - en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Cantidad de acciones	399,1	399,1	399,1
Ganancia básica y diluida por acción atribuible a los accionistas de la sociedad	1,172	0,156	16,016

Estado de situación financiera

	Al 31 de diciembre de		
	2021 ⁽⁴⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedad planta y equipo	60.631,1	44.226,2	32.732,4
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	22.511,4	26.539,5	18.775,4
Inversiones a costo amortizado	-	-	842,3
Derecho de uso de activos por arrendamientos	4.310,3	4.372,0	1.418,4

	Al 31 de diciembre de		
	2021 ⁽⁴⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Otros créditos ⁽¹⁾⁽²⁾	0,4	878,1	533,7
Activo por impuesto diferido	2.138,1	-	-
Cuentas comerciales por cobrar	-	303,8	387,0
Total del activo no corriente	89.591,2	76.319,5	54.689,1
Activo corriente			
Inventarios	4.401,3	2.161,3	1.489,8
Otros créditos ⁽¹⁾⁽²⁾	7.090,7	11.601,8	5.239,9
Cuentas comerciales por cobrar	10.422,2	6.119,7	6.439,2
Inversiones a costo amortizado	-	1.462,2	1.822,2
Inversiones a valores razonables	787,2	885,5	412,7
Efectivo y efectivo en bancos	17.737,2	8.835,3	5.737,8
Total del activo corriente	40.438,7	31.065,8	21.141,6
Total del activo	130.029,9	107.385,3	75.830,7
Total del patrimonio⁽³⁾	31.385,8	36.322,8	26.165,8
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones por juicios y otros reclamos	1.017,5	144,8	130,0
Otras provisiones	15.015,6	5.767,2	3.499,4
Pasivo por impuesto diferido	4.836,0	4.001,0	3.308,0
Deudas fiscales	0,8	2,6	13,2
Deudas financieras	41.066,1	26.540,2	29.224,0
Deudas por arrendamiento	2.790,6	3.486,0	621,8
Deudas comerciales	-	-	-
Total del pasivo no corriente	64.726,4	39.941,7	36.796,4
Pasivo corriente			
Otras provisiones	2.013,6	2,0	1,9
Otras deudas	781,3	265,8	209,5
Deudas fiscales	4.594,3	162,5	177,3
Remuneraciones y cargas sociales	3.689,4	1.046,1	389,4
Deudas por arrendamientos	1.133,4	1.141,0	855,4
Deudas financieras	11.414,9	23.951,5	6.112,7
Deudas comerciales	10.290,8	4.551,9	5.122,3
Total del pasivo corriente	33.917,6	31.120,8	12.868,5
TOTAL DEL PASIVO	98.644,1	71.062,5	49.664,9
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	130.029,9	107.385,3	75.830,7

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, incluye \$4.698,7 y \$10.342,6 millones, respectivamente, correspondientes a créditos contra el Estado Nacional por subsidios. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en este Prospecto. Ver también nota 10 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2019, incluye \$3.948,7 millones, correspondientes a créditos contra el Estado Nacional por subsidios. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en este Prospecto. Ver también nota 10 de los estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

⁽³⁾ Incluye \$1.380,4 millones al 31 de diciembre de 2020 por reserva por revalúo de activos que corresponden al efecto de adoptar el modelo de revaluación en el activo de “Midstream”, a partir del 30 de septiembre de 2018. Ver nota 2.2.3 de los estados financieros correspondientes al 31 de diciembre de 2018. Para mayor información ver “Antecedentes Financieros – Principales Políticas Contables y Estimaciones - Adopción del modelo de Revaluación en el activo del “Midstream” a partir del 30 de septiembre de 2018” en esta Sección.

⁽⁴⁾ El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria.

Estado de cambios en el patrimonio

	Al 31 de diciembre de		
	2021 ⁽¹⁾	2020	2019



Adrián Meszaros
Subdelegado

PATRIMONIO	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
	Capital social	399,1	399,1
Ajuste Integral de Capital	4.767,8	4.767,8	3.024,0
Reserva Legal	1.033,4	1.033,4	684,6
Reserva Facultativa	21.979,3	21.939,1	7.605,6
Otros	-	-	-
Reserva por revalúo de activos	1.380,4	4.580,8	5.715,0
Diferencia de conversión	(483,8)	2.396,7	1.459,5
Resultados no asignados	2.309,6	1.205,8	7.278,0
Patrimonio atribuible a los accionistas	31.385,8	36.322,8	26.165,8
Participación no controladora	-	-	-
Total Patrimonio	31.385,8	36.322,8	26.165,8

⁽¹⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria.

Estado de flujo de efectivo

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2021 ⁽¹⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Flujo de fondos			
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	8.835,3	7.633,3	2.164,2
Flujo neto (utilizado en) generado por operaciones	20.436,0	21.437,6	23.479,9
Flujo neto utilizado en las actividades de inversión	(13.434,9)	(8.929,6)	(13.221,4)
Flujo neto generado por (utilizado en) las actividades de financiación	5.731,2	(11.017,5)	(6.292,2)
Resultados financieros generados por el efectivo	(3.830,3)	(288,6)	(1.073,4)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al final del ejercicio	17.737,2	8.835,3	5.057,1

⁽¹⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria.

Indicadores financieros

En el siguiente cuadro se indican los principales índices de la Emisora para los períodos allí indicados.

COEFICIENTES FINANCIEROS SELECCIONADOS	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Liquidez ⁽¹⁾	1,19	1,00	1,64
Solvencia ⁽²⁾	0,31	0,51	0,53
Rentabilidad ⁽³⁾	0,64	0,44	0,44
Inmovilización del capital ⁽⁴⁾	0,69	0,71	0,72

⁽¹⁾ Calculado como activo corriente dividido por pasivo corriente.

⁽²⁾ Calculado como patrimonio neto dividido pasivo total.

⁽³⁾ El índice de rentabilidad se incluye solamente para los estados financieros anuales.

⁽⁴⁾ Calculado como activo no corriente dividido activo total.

Capitalización y Endeudamiento

En el siguiente cuadro se exponen la capitalización y el endeudamiento financiero y no financiero de la Emisora al 31 de diciembre de 2021.

La siguiente tabla debe ser leída con el apartado “*Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora*” de esta Sección, como también con los estados financieros de la Emisora.

	Al 31 de diciembre de 2021
	(en millones de pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo	17.737,2
Deuda de corto plazo	
Endeudamiento bancario	5.985,1
Obligaciones Negociables	5.429,8
Deuda a largo plazo	
Endeudamiento bancario.....	5.899,2
Obligaciones Negociables	35.166,9
Deuda Total	52.481,0
Capital social	
Capital	399,1
Ajuste Integral del Capital	4.767,8
Reserva Legal	1.033,4
Reserva Facultativa	21.979,3
Reserva por revalúo de activos	1.380,4
Diferencia de conversión	(483,8)
Resultados no asignados	2.309,6
Patrimonio Neto	31.385,8
Capitalización Total	83.866,8

Al 31 de diciembre de 2021, el total del endeudamiento financiero de la Emisora fue de \$52.480,9 millones. El siguiente cuadro presenta el endeudamiento financiero bancario y no bancario de la Emisora al 31 de diciembre de 2021.

	Pendiente al 31 de diciembre de 2021 (en millones de pesos)	Tasa de interés	Moneda	Fecha de desembolso/emisión	Fecha de vencimiento
Préstamos Bancarios⁽¹⁾					
Sindicado en Dólares	11.884,3	9,5%	US\$	03/08/2021	03/02/2023
Subtotal	11.884,3				
Obligaciones negociables⁽²⁾					
Obligaciones Negociables Clase “A”	-	9,5%	US\$	07/11/2016	07/11/2021
Obligaciones Negociables Clase “10”	-	9,7%	US\$	12/01/2018	12/07/2021
Obligaciones Negociables Clase 12	-	9%	US\$	05/03/2020	05/06/2021
Obligaciones Negociables Clase 13 ⁽³⁾	-	8,5%	US\$	05/03/2020	05/06/2021
Obligaciones	-	Badlar + 5%	AR\$	05/03/2020	05/03/2021

	Pendiente al 31 de diciembre de 2021 (en millones de pesos)	Tasa de interés	Moneda	Fecha de desembolso/emisión	Fecha de vencimiento
Negociables Clase 14 Obligaciones					
Negociables Clase 15 ⁽³⁾ Obligaciones	-	5%	US\$	26/05/2020	26/08/2021
Negociables Clase 17 Obligaciones	20.990,5	9,5%	US\$	08/09/2020	08/03/2025
Negociables Clase 18 ⁽³⁾ Obligaciones	2.050,8	3%	US\$ ⁴	25/11/2020	25/11/2022
Negociables Clase 19 ⁽³⁾ Obligaciones	3.677,2	5%	US\$	10/06/2021	10/06/2023
Negociables Clase 21 Obligaciones	1.436,9	7%	US\$	10/06/2021	10/06/2023
Negociables Clase 22 ⁽³⁾ Obligaciones	2.046,3	3%	US\$	17/09/2021	17/09/2024
Negociables Clase 23 ⁽³⁾ Obligaciones	10.394,9	6,05%	US\$	17/09/2021	17/09/2031
Subtotal	40.596,6				
Total	52.480,9				

¹ Monto neto de gastos de amortización.

² No incluye las Obligaciones Negociables Clases 24 y 25, ya que fueron emitidas con posterioridad al 31 de diciembre de 2021. Para más información, ver la Sección “*Endeudamiento no Bancario no Garantizado*” de este Capítulo.

³ El monto de capital está denominado en dólares, pero fue suscrito y es pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable.

El siguiente cuadro refleja el perfil de los vencimientos de capital del endeudamiento de la Emisora al 31 de diciembre de 2021 (sin considerar deuda incurrida y amortizaciones anticipadas ocurridas con posterioridad a dicha fecha):

	Total	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6 o posteriores
	(en millones de dólares estadounidenses)⁽¹⁾						
Endeudamiento total	510,8	111,1	159,6	72,4	167,7	-	-

¹ Calculado al tipo de cambio vendedor divisa informado por el Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2021.

Endeudamiento Bancario Garantizado

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ha contraído endeudamiento bancario garantizado.

Endeudamiento Bancario No Garantizado

Préstamo Sindicado en Dólares 2019

Con fecha 21 de mayo de 2019, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en dólares estadounidenses, con Citibank N.A., como agente administrativo, la Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como organizador, agente de desembolso argentino y prestamista, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Banco Santander Río S.A., como organizadores y prestamistas, por

la suma de setenta y cinco millones de dólares estadounidenses (US\$75.000.000) (conforme fuera modificado en fecha 5 de febrero de 2020, el “**Préstamo Sindicado en Dólares 2019**”). Con fecha 23 de mayo de 2019, se efectuó el desembolso por el monto total.

El Préstamo Sindicado en Dólares 2019 devengó a una tasa de nominal anual del 9,5%. Los intereses bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019 fueron pagaderos trimestralmente. El capital bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019 se amortizó en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 21 de mayo de 2020, con la última cuota con vencimiento el 21 de mayo de 2021.

La Emisora utilizó una porción del producido del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 para la cancelación de determinados préstamos denominados en dólares con vencimiento durante 2018 y 2019.

Con fecha 30 de septiembre de 2020, la Emisora canceló en su totalidad el capital pendiente bajo la porción del préstamo sindicado correspondiente a Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. por la suma de US\$9 millones. A tal efecto, en la misma fecha los restantes prestamistas otorgaron una dispensa respecto de las cláusulas de distribución a prorrata de las amortizaciones que se efectúen en el marco del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. cesó en su carácter de prestamista bajo dicho préstamo.

En fecha 21 de mayo de 2021, la Emisora realizó el pago de la quinta y última cuota de amortización de capital debida bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019, y por tanto el mismo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Contrato de Préstamo Sindicado en Pesos 2020

Con fecha 7 de octubre de 2020, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en pesos, a ser otorgado por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco Santander Río S.A. y La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, como prestamistas, e ICBC, como agente administrativo, por hasta el equivalente en pesos de US\$45.000.000 (dólares estadounidenses cuarenta y cinco millones) (el “**Préstamo Sindicado en Pesos 2020**”).

Sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas previstas en el contrato del Préstamo Sindicado en Pesos 2020, el préstamo se desembolsó en tres tramos en o antes del 24 de noviembre de 2020, en o antes del 22 de febrero de 2021 y en o antes del 21 de mayo de 2021, respectivamente. El préstamo fue amortizable en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 24 de agosto de 2021.

Los fondos del préstamo fueron destinados a la cancelación de los servicios de capital pagaderos por la Emisora en virtud de las obligaciones emanadas del Préstamo Sindicado en Dólares 2019.

Debido a la emisión por la Emisora de las Obligaciones Negociables Clase 18 que permitieron obtener fondos suficientes para afrontar el pago de la cuota de capital e intereses del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 con vencimiento el 24 de noviembre de 2020, la Emisora optó por no solicitar el primer desembolso bajo el Préstamo Sindicado en Pesos 2020. Con fechas 22 de febrero y 21 de mayo de 2021, fueron desembolsados los fondos correspondientes al segundo y tercer desembolso, conforme lo previsto en el Préstamos Sindicado en pesos 2020.

En fecha 3 de agosto de 2021, la Emisora precanceló el Préstamo Sindicado en Pesos 2020, y por tanto el mismo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Préstamo Puente con Eurobanco Bank Ltd.

Con fecha 23 de junio de 2021, la Emisora remitió a Eurobanco Bank Ltd. una oferta para el otorgamiento de una línea de crédito, a ser puesta a disposición de la Emisora por la suma de hasta US\$100.000.000 y por un plazo de 180 días para ser utilizados en inversiones y capital de trabajo de la Emisora (*senior unsecured bridge loan facility*, o el “**Préstamo Puente**”), la cual fue aceptada por Eurobanco Bank Ltd en la misma fecha. Con fecha 26 de junio se realizó el desembolso por el monto de US\$100.000.000.

El capital adeudado bajo el Préstamo Puente fue amortizado en el período de tres meses, operando su vencimiento el 25 de septiembre de 2021. Los intereses del Préstamo Puente fueron pagaderos de manera trimestral, y se devengaron con una tasa equivalente a LIBOR más 9,00%.

Préstamo Sindicado en Dólares 2021

Con fecha 30 de julio de 2021, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en dólares estadounidenses con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., como agente administrativo y prestamista, Banco Santander Río S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Macro S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, y Banco de Valores S.A. como prestamistas, y Banco Itaú Argentina S.A., como proveedor de cobertura por la suma de US\$115.000.000 (ciento quince mil millones de dólares estadounidenses) (el “**Préstamo Sindicado en Dólares 2021**”), el cual fue desembolsado en su integridad el 3 de agosto de 2021.

El Préstamo Sindicado en Dólares 2021 devenga intereses a una tasa del 8,5% nominal anual por el tramo sin cobertura y del 7,00% nominal anual por el tramo con cobertura. Los intereses bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2021 son pagaderos trimestralmente. El capital bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2021 se amortizará en en dos cuotas iguales, pagaderas a los 12 y a los 18 meses desde la fecha de desembolso.

Los fondos del Prestamo Sindicado en Dólares 2021 serán destinados a capital de trabajo, inversiones y usos corporativos generales. La Emisora ha utilizado una porción del producido del Préstamo Sindicado en Dólares 2021 a la precancelación del Préstamo Sindicado en Pesos 2020.

Endeudamiento No Bancario No Garantizado

Obligaciones Negociables Clase “A”

Con fecha 7 de noviembre de 2016, la Emisora emitió y colocó en Argentina y en el mercado internacional sus Obligaciones Negociables Clase “A”, por un valor nominal de US\$300 millones, a tasa fija del 9,5% nominal anual (las “**Obligaciones Negociables Clase “A”**”). Los intereses se pagaron en forma semestral, y la amortización de capital se realizó en un solo pago a la fecha de vencimiento, es decir, el 7 de noviembre de 2021.

El contrato de emisión de las Obligaciones Negociables Clase “A” contenía ciertas restricciones para la capacidad de la Emisora de incurrir o garantizar nuevos endeudamientos, pago de dividendos u otras distribuciones o recompras o reintegraciones en el capital social, constitución de gravámenes e inversiones, venta de activos, constituir hipotecas, suscribir contratos con partes relacionadas, suscribir acuerdos restringiendo la capacidad de las subsidiarias a pagar dividendos

y la fusión, escisión o venta de todo o sustancialmente todos los bienes de la Emisora, entre otros. La gran mayoría de dichas restricciones fueron dejadas sin efecto por decisión de la asamblea general extraordinaria de tenedores de Obligaciones Negociables Clase “A” celebrada en fecha 2 de septiembre de 2020, en el marco del proceso de reestructuración lanzado en tal sentido por la Emisora en fecha 6 de agosto de 2020, mediante el cual se invitó a los tenedores elegibles a canjear sus Obligaciones Negociables Clase “A” por Obligaciones Negociables Clase 17 y, asimismo, se solicitó sus consentimientos para realizar dichas modificaciones al contrato de emisión de las por Obligaciones Negociables Clase “A”. En ese sentido, el 8 de agosto de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 17 en canje de las Obligaciones Negociables Clase “A”, bajo el Régimen de Emisor Frecuente, conforme los términos que se detallan en esta Sección bajo el título “—Emisiones bajo el Régimen de Emisor Frecuente — Obligaciones Negociables Clase 17”).

Con fecha 16 de septiembre de 2021, la Emisora lanzó la oferta de canje de sus Obligaciones Negociables Clase “A” a tasa fija del 9,5% anual con vencimiento el 7 de noviembre de 2021, por Obligaciones Negociables Clase 17 amortizables a tasa fija del 9,5% anual con vencimiento en 2025 (la “Oferta de Canje”).

Con fecha 28 de octubre de 2021 venció el plazo de vigencia de la Oferta de Canje, habiéndose presentado y aceptado para su canje Obligaciones Negociables Clase “A” por un valor nominal total de US\$8.179.000, que a dicha fecha representaban aproximadamente el 8,76% del valor nominal en circulación de dichas obligaciones negociables. Posteriormente, en la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase “A”, que tuvo lugar el 5 de noviembre de 2021, la Emisora canceló en su totalidad las Obligaciones Negociables Clase “A” que no ingresaron al canje por valor de US\$85.204.000.

A la fecha del presente Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase “A” fueron canceladas en su totalidad, y no se encuentran en circulación.

Emisiones bajo el Régimen de Emisor Frecuente

La Emisora ha emitido y colocado en Argentina obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente autorizado por la CNV, A la fecha de este Prospecto, se encuentran en circulación las siguientes clases de Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente: (i) Obligaciones Negociables Clase 17, por un valor nominal en circulación de US\$204.289.000; (ii) Obligaciones Negociables Clase 18, por un valor nominal en circulación de US\$20.000.000; (iii) Obligaciones Negociables Clase 19, por un valor nominal en circulación de US\$35.962.860; (iv) Obligaciones Negociables Clase 21, por un valor nominal en circulación de US\$14.037.140; (v) Obligaciones Negociables Clase 22, por un valor nominal en circulación de US\$20.000.000; (vi) Obligaciones Negociables Clase 23, por un valor nominal en circulación de US\$100.000.000; (vii) Obligaciones Negociables Clase 24, por un valor nominal en circulación de US\$53.955.852; y (viii) Obligaciones Negociables Clase 25, por un valor nominal en circulación de US\$11.287.128. El monto total de Obligaciones Negociables en circulación, considerado en su conjunto, asciende a la suma de US\$459.531.980 por lo que, sin considerar la ampliación de monto decidida por la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas de la Compañía de fecha 4 de abril de 2022, el monto disponible de emisión es de US\$40.468.020 (o su equivalente en otras monedas). Teniendo en cuenta la referida ampliación, el monto disponible de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente asciende a US\$540.468.020 (o su equivalente en otras monedas y/o unidades monetarias).

Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2021 se encontraban vigentes las obligaciones negociables que se describen a continuación, junto con las emitidas con posterioridad:

Obligaciones Negociables Clase 12

El 10 de marzo de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 12 por un valor nominal de US\$15,3 millones (o \$955,7 millones, calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 5 de marzo de 2020) a una tasa anual fija de 9,00%. Las Obligaciones Negociables Clase 12 fueron suscriptas y son pagaderas en dólares estadounidenses. Los intereses se pagaron trimestralmente y el capital se canceló (i) en efectivo; y (ii) en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 21 para aquellos tenedores que hayan decidido suscribir a dichas obligaciones negociables mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 12, en una única cuota al vencimiento, es decir, el 10 de junio de 2021.

Obligaciones Negociables Clase 13

El 10 de marzo de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 13 por un valor nominal de US\$14,3 millones (o \$894,4 millones, calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 5 de marzo de 2020), suscriptas y pagaderas en pesos al tipo de cambio vigente en la fecha de pago o cerca de dicha fecha. Las Obligaciones Negociables Clase 13 devengaron intereses a una tasa fija del 8,5% nominal anual. Los intereses se pagaron trimestralmente y el capital se canceló (i) en efectivo; y (ii) en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 19 para aquellos tenedores que hayan decidido suscribir a dichas obligaciones negociables mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 13, en una única cuota al vencimiento, es decir, el 10 de junio de 2021.

Obligaciones Negociables Clase 15

El 26 de mayo de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 15 por un valor nominal de US\$19,9 millones (o \$1.352,5 millones, calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 21 de mayo de 2020), suscriptas y pagaderas en pesos al tipo de cambio vigente en la fecha de pago o cerca de dicha fecha.

En fecha 10 de junio de 2021 la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 19, cuya integración podía realizarse: (i) en efectivo; y (ii) en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 13 y Obligaciones Negociables Clase 15, conforme fuera informado mediante el aviso de resultados de fecha 4 de junio de 2021 y su adenda del 7 de junio de 2021, disponibles bajo los ID de AIF N° 2757296 y N° 2757511 respectivamente. En virtud de ello, y conforme surge del Informe Trimestral de Obligaciones Negociables de fecha 8 de julio de 2021 disponible bajo el ID N° 2768309 en la AIF, el valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase 15 considerando la integración en especie de las Obligaciones Negociables Clase 19 era de US\$12.230.509 (o \$1.174,9 millones, neto de gastos amortizables).

Las Obligaciones Negociables Clase 15 devengaron intereses a una tasa fija del 5,00% nominal anual. Los intereses fueron pagados trimestralmente, y el capital se canceló en una única cuota al vencimiento, es decir, el 26 de agosto de 2021.

Obligaciones Negociables Clase 17

El 8 de agosto de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 17 por un valor nominal US\$196,1 millones. (o \$13.628,9 millones, neto de gastos amortizables) en canje de las Obligaciones Negociables Clase “A”, integradas exclusivamente mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase “A”. Las Obligaciones Negociables Clase 17 devengan intereses a una tasa fija del 9,5% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente y el capital se cancelará en seis cuotas semestrales, en fechas: 8 de septiembre de 2022, 8 de marzo de 2023, 8 de septiembre de 2023, 8 de marzo de 2024, 8 de septiembre de 2024 y 8 de marzo de 2025, conforme fue anunciado mediante el aviso de resultados publicado por la Emisora en fecha 3 de septiembre de 2020.

Tras la concreción de la Oferta de Canje, por medio de la cual la Emisora invitó a los tenedores las Obligaciones Negociables Clase “A” a canjear sus tenencias por Obligaciones Negociables Clase 17, el valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase 17 aumentó a US\$204,1 millones. Ver “–Obligaciones Negociables Clase “A”” en esta sección.

Obligaciones Negociables Clase 18

El 25 de noviembre de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 18 por un valor nominal de US\$20,0 millones (o \$1.588,4 millones, neto de gastos amortizables calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 20 de noviembre de 2020), suscriptas y pagaderas en pesos al tipo de cambio vigente en la fecha de pago o cerca de dicha fecha. Las Obligaciones Negociables Clase 18 devengan intereses a una tasa fija del 3,00% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 25 de noviembre de 2022.

Obligaciones Negociables Clase 19

El 10 de junio de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 19 por un valor nominal de US\$36 millones (o \$3.414,80 millones, neto de gastos amortizables calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 4 de junio de 2021), denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable vigente en la fecha de pago. Las Obligaciones Negociables Clase 19 fueron integradas: (i) en pesos; y (ii) en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 13 y Obligaciones Negociables Clase 15. Las Obligaciones Negociables Clase 19 devengan intereses a una tasa fija del 5,00% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 10 de junio de 2023.

Obligaciones Negociables Clase 21

El 10 de junio de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 21 por un valor nominal de US\$14.037.140, denominados en dólares estadounidenses. Las Obligaciones Negociables Clase 21 fueron integradas: (i) en dólares; y (ii) en especie mediante la entrega en canje de Obligaciones Negociables Clase 12. Las Obligaciones Negociables Clase 21 devengan intereses a una tasa fija del 7,00% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 10 de junio de 2023.

Obligaciones Negociables Clase 22

El 17 de septiembre de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 22 por un valor nominal de US\$20.000.000 (o \$1.964,4 millones, neto de gastos amortizables calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 17 de septiembre de 2021),

denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable a una tasa fija. Las Obligaciones Negociables Clase 22 devengarán intereses a una tasa fija del 3,00% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 17 de septiembre de 2024.

Obligaciones Negociables Clase 23

El 17 de septiembre de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 23 por un valor nominal de US\$100.000.000 (o \$9.822 millones, neto de gastos amortizables calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 17 de septiembre de 2021), denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable a una tasa fija. Las Obligaciones Negociables Clase 23 devengarán intereses a una tasa fija del 6,05% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en diez cuotas semestrales por semestre vencido, consecutivas, en fechas: 17 de marzo de 2027, 17 de septiembre de 2027, 17 de marzo de 2028, 17 de septiembre de 2028, 17 de marzo de 2029, 17 de septiembre de 2029, 17 de marzo de 2030, 17 de septiembre de 2030, 17 de marzo de 2031, 17 de septiembre de 2031, conforme fue anunciado mediante el aviso de resultados publicado por la Emisora en fecha 17 de septiembre de 2021.

Obligaciones Negociables Clase 24

El 25 de febrero de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 24 por un valor nominal de US\$53.955.852 (o \$5.781.731.046, neto de gastos amortizables calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 23 de febrero de 2022), denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable vigente en la fecha de pago a una tasa fija. Las Obligaciones Negociables Clase 24 devengan intereses a una tasa fija del 1,375% nominal anual. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 25 de agosto de 2024.

Obligaciones Negociables Clase 25

El 25 de febrero de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 25 por un valor nominal de US\$11.287.128 a una tasa anual fija de 3,25%. Las Obligaciones Negociables Clase 25 fueron suscriptas y son pagaderas en dólares estadounidenses. Los intereses se pagarán trimestralmente, y el capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 25 de agosto de 2024.

Endeudamiento no bancario sin recurso y garantizado

Obligaciones Negociables Clase "10" Sin Recurso y Con Garantía

El 12 de enero de 2018, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase "10" Sin Recurso y Con Garantía bajo el programa global de emisión de obligaciones negociables por hasta US\$250.000.000 (o su equivalente en otras monedas) por un valor nominal de US\$100 millones, a tasa fija del 9,7% nominal anual. La amortización del capital era en un solo pago a los 42 meses contados desde la emisión, es decir con fecha 12 de julio de 2021. Los intereses se pagarían en forma semestral, con fecha 12 de enero y 12 de julio.

En virtud de lo acordado por los tenedores bajo la solicitud de consentimiento, de fecha 12 de septiembre de 2019, las Obligaciones Negociables Clase "10" Sin Recurso y Con Garantía fueron modificadas a fin de que el interés sea abonado trimestralmente y el capital pendiente sea amortizado en 6 cuotas trimestrales que comenzaron el 12 de abril de 2020, y finalizaron en fecha 12 de julio de 2021, con el pago de la última cuota de amortización de capital. Los pagos

bajo las obligaciones negociables, se realizaron en dólares. En enero de 2021, la Emisora lanzó una solicitud dirigida a los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase “10” Sin Recurso y Con Garantía, a fin de obtener sus consentimientos para dispensar a la Emisora del cumplimiento de la cláusula “Pagos”, respecto a la cancelación de ciertas cuotas de intereses y capital realizadas en Argentina durante el año 2020.

Las Obligaciones Negociables Clase “10” Sin Recurso y Con Garantía estaban garantizadas por (a) una prenda sobre las acciones que posee la Emisora en Gasinvest, y (b) los ingresos obtenidos de (i) pagos de dividendos y/u otras distribuciones en relación con las acciones que posee la Emisora en Gasinvest, GasAndes Argentina y GasAndes Chile y/o (ii) la venta y/o subasta de dichas acciones. Estas garantías fueron documentadas a través de un contrato de prenda de acciones y un contrato de fideicomiso de garantía celebrado entre la Emisora y Banco de Valores S.A., como agente de la garantía, el 27 de diciembre de 2017 (conforme sus correspondientes enmiendas). Para mayor información respecto a las restricciones en materia de pagos restringidos, ver “*Políticas de la Emisora – Política de Dividendos y Agentes Pagadores*” en el Prospecto.

Al haberse efectuado el pago de la última cuota de amortización de capital en fecha 12 de julio de 2021, las mencionadas garantías y demás restricciones vinculadas a la Obligaciones Negociables Clase “10” Sin Recurso y Con Garantía han sido dejadas sin efecto.

Endeudamiento con partes relacionadas

Al 31 de diciembre de 2021 no hay contratos de préstamo vigentes con partes relacionadas.

Capital social

Capital social de la Emisora

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso \$1 cada una y con derecho a un voto por acción, de las cuales (a) 279.396.499 son acciones Clase A y (b) 119.741.357 son acciones Clase B. Cada acción, sin importar su clase, representa los mismos derechos políticos y económicos, excepto respecto de la elección de los miembros del Directorio, cuyo procedimiento se describirá más adelante en esta Sección.

Los accionistas de la Emisora son actualmente los siguientes:

Accionista	Clase	Cantidad de acciones	Porcentaje
Latin Exploration S.L.U	A	279.396.499	70%
Sociedad Comercial del Plata S.A.	B	119.741.357	30%

A la fecha, la Emisora no posee por sí misma, ni por medio de subsidiarias o vinculadas, acciones propias en cartera.

Según surge del acta de Directorio N° 1573 de fecha 6 de marzo de 2012, el Directorio de la Emisora ha resuelto (i) tomar nota del oficio judicial librado en los autos “Emisora General de Combustibles S.A. s/ Concurso Preventivo s/ Incidente de Apelación Art. 250 CPR (Expte. 049738)” en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 18, Secretaría N° 36, que ordena a la Emisora a que proceda a registrar en su Libro de Registro de Accionistas, el levantamiento de la medida cautelar de no innovar y prohibición de contratar, que fuera ordenada el 7 de abril de 2006 en los autos caratulados “Sociedad Comercial del Plata S.A. s/ Concurso Preventivo s/ Incidente de Medidas Cautelares (Expte. N° 049523)” que había sido trabada e inscrita respecto de las acciones Clase A emitidas por la Emisora, y cuya titularidad

corresponde a Latin Exploration S.L. y (ii) consecuentemente registrar dicho levantamiento de la medida cautelar en el Libro de Registro de Accionistas.

Conforme al acta de asamblea N° 166 de fecha 19 de diciembre de 2013, los accionistas de la Emisora han aprobado la conversión de 7.700.000 (siete millones setecientos mil) acciones Clase A, que Latin Exploration S.L.U. transfirió a Sociedad Comercial del Plata S.A. en fecha 18 de diciembre de 2013, en acciones clase B. En virtud de dicha transferencia, en la misma asamblea se decidió aprobar la reforma del artículo cuarto del estatuto y la incorporación al mismo del artículo ocho bis por los cuales se modificaron: (a) la composición accionaria del capital social conforme surge del cuadro precedente; y (b) se incrementó a dos el número de directores titulares y suplentes que deben designar los tenedores de acciones clase B que representen al menos el 30% del capital social. Estas modificaciones estatutarias se encuentran pendientes de inscripción ante el Registro Público de Comercio.

La Emisora ha aumentado su capital el 17 de abril de 2015 y, en virtud de ello, ha reformado el artículo 4° del estatuto social el cual, actualmente, establece que el capital social es de \$399.137.856 y estará representado en 399.137.856 acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$1, que serán clase “A” o clase “B” según se determine en sus condiciones de emisión. El capital podrá ser aumentado por decisión de la asamblea ordinaria hasta el quíntuplo, conforme lo dispone el artículo 188 de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Las acciones y certificados provisionales que se emitan contendrán las menciones del artículo 211 de la Ley General de Sociedades. Se pueden emitir títulos representativos de más de una acción. En caso de mora en la integración del capital, el Directorio queda facultado para proceder de acuerdo con cualquiera de las vías previstas por el artículo 193 de la Ley General de Sociedades.

La Emisora no registra durante los tres últimos ejercicios reducciones o aumentos de capital.

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

De conformidad con lo detallado en la Sección “*Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas – Información de los accionistas principales*” de este Prospecto, en abril de 2013, S.A. Exploration Corp., titular del 100% de las acciones de Latin Exploration S.L.U, transfirió la totalidad de su participación accionaria en dicha sociedad, a Cedikor S.A., sujeta a la autorización de la CNDC, que fue otorgada en fecha 26 de abril de 2017. El 19 de noviembre de 2015, Cedikor S.A. transfirió a A.C.I. Capital S.à r.l. la totalidad de su participación accionaria en Latin Exploration S.L.U. Dicha transferencia se perfeccionó con fecha 21 de diciembre de 2015.

Por otra parte, la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 17 de abril de 2015 de la Emisora aprobó (i) la capitalización de un aporte irrevocable efectuado por Latin Exploration S.L.U. el 10 de marzo de 2015 por un monto de US\$11.741.921, equivalente a \$97.986.331 llevando la nueva cifra de capital social de la Emisora a \$301.151.525, cuya suscripción fue efectuada íntegramente por Latin Exploration S.L.U. De manera concomitante, Latin Exploration S.L.U. aceptó transferirle a Sociedad Comercial del Plata S.A. 29.395.899 acciones a fines de mantener las proporción de tenencia accionaria de cada uno de los accionistas en la Emisora; y (ii) un aumento de capital de \$231.151.525, llevando la nueva cifra de capital social de la Emisora a \$399.137.856 las cuales fueron íntegramente suscriptas por Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A en la proporción de sus tenencias en la Emisora (70% y 30% respectivamente).

La Emisora no registra durante los tres últimos años variaciones significativas en relación con la tenencia accionaria.

Cambios Significativos



Desde el 31 de diciembre de 2021, se han producido los siguientes cambios significativos en nuestra situación financiera:

Emisión de las Obligaciones Negociables Clases 24 y 25

Con fecha 25 de febrero de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clases 24 y 25, por un valor nominal de US\$53,9 y US\$11,3 millones respectivamente. Para más información, ver “*Capitalización y Endeudamiento – Endeudamiento No Bancario No Garantizado*” en este Capítulo.

Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora

El siguiente análisis de la situación financiera y los resultados de las operaciones debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora incluidos en otras partes de este Prospecto. Este análisis incluye manifestaciones sobre hechos futuros que reflejan las actuales expectativas de la Emisora y que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales y el momento en que se produzcan los hechos podrían diferir significativamente de lo indicado en estas manifestaciones sobre hechos futuros debido a diversos factores, incluyendo los considerados en la Sección “*Factores de Riesgo*” y en otras partes de este Prospecto.

Presentación de los Estados Financieros

El siguiente análisis se basa en los estados financieros incluidos en este Prospecto que fueron preparados de acuerdo a las NIIF.

Las fluctuaciones de la moneda y la inflación en la Argentina han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

De acuerdo con las NIIF, las transacciones realizadas en monedas diferentes al peso argentino han sido convertidas, en los estados financieros de la Emisora mencionados en este Prospecto, a pesos argentinos al tipo de cambio aplicable a la fecha de la transacción o de la valuación en caso de ítems medibles. Las diferencias de tipo de cambio resultantes de conversiones a pesos argentinos de estas transacciones o mediciones al cierre de los activos o pasivos valuados en moneda extranjera, son registradas en el estado de resultados de la Emisora como ganancia o pérdida, según corresponda. Para más información, véase la nota 2.2.4 de los Estados Financieros Anuales Auditados. Ver también la Sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora*”.

De acuerdo con las NIIF y la NIC 29, los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora han sido ajustados para reflejar los efectos de la inflación. Ver también “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto*” en este Prospecto.

Ingresos

La Emisora obtiene la mayoría de sus ingresos principalmente de las ventas de gas, petróleo crudo y en menor medida GLP. Un ingreso proveniente de la venta de bienes y/o servicios se reconoce como tal al momento en que los riesgos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos, como por ejemplo al momento que la titularidad sobre los hidrocarburos se transmite a los proveedores u otros consumidores. La Emisora también reconoce ingresos de los



subsidios o incentivos del Estado Nacional bajo programas de estímulo, como el programa Plan Gas II, que no se encuentra vigente, y el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, que se encuentra vigente. Durante el período desde enero de 2018 hasta la fecha, los subsidios devengados bajo el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, que consistieron en un monto fijo denominado en dólares estadounidenses por unidad de producción, fueron registrados como ingresos.

Para mayor información sobre los programas de incentivo, ver “– *Tendencias relacionadas con el negocio del petróleo y del gas – Precios del gas y subsidios*” en esta sección.

Los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2021, 2020 y 2019 reflejan los ingresos de la Emisora netos de los derechos de exportación de hidrocarburos. Ver la nota 24 a los Estados Financieros Anuales Auditados y los estados financieros anuales auditados al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Costo de Ingresos

El costo de ingresos del negocio del petróleo y gas de la Emisora se relaciona principalmente con: (i) los costos operativos (incluyendo servicios contratados, repuestos y reparaciones, salarios, jornales, cargas sociales y otros gastos de personal, impuestos, tasas y contribuciones; costos de energía; y gastos de oficina); (ii) la depreciación de bienes de uso; y (iii) el pago de regalías, cánones a los superficiarios, y otros derechos de participación pagados en conexión con los permisos de exploración y las concesiones en Argentina. Un costo de ingreso se registra al momento en que la titularidad de los hidrocarburos se transmite a los proveedores u otros consumidores. Para mayor información, ver nota 25 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

En Argentina, los titulares de las concesiones de explotación y permisos de exploración deben abonar a las autoridades provinciales, regalías que pueden ir desde un mínimo del 12% hasta un máximo del 18% sobre la producción en boca de pozo valuada a los precios del punto de entrega, menos costos de transporte y tratamiento y otras deducciones. Además, titulares de concesiones de explotación y permisos de exploración deben abonar a las autoridades nacionales o provinciales canon variable de superficie

Gastos de Comercialización y Administración

La Emisora también reconoce gastos de comercialización y administración como los gastos incurridos hasta el último día del período pertinente. Los gastos de comercialización y administración incluyen el impuesto a los ingresos brutos, impuestos sobre las exportaciones, y honorarios y retribuciones por servicios, así como sueldos, jornales y cargas sociales, en cada caso, del personal administrativo y de comercialización.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración derivados de sus negocios de petróleo y gas son imputados por separado e incluyen solamente los pozos y estudios no exitosos. Ver la nota 28 de los Estados Financieros Anuales Auditados y la nota 23 de los Estados Financieros Anuales Auditados. Los demás costos de exploración y evaluación relacionados a proyectos en curso se capitalizan temporalmente como activos de exploración y evaluación bajo el rubro propiedad, planta y equipo –no sujetos a depreciación– hasta que los resultados de los esfuerzos exploratorios son evaluados a fin de determinar si hay suficientes reservas de hidrocarburos para explotar comercialmente los pozos. Si los esfuerzos exploratorios se consideran exitosos, los gastos de exploración se registran como pozos e instalaciones de producción que están sujetos a

depreciación. La Emisora registró gastos de exploración durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por \$15,1 millones (en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021).

Ganancia por Inversiones en Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos

La Emisora reconoce una ganancia neta por las inversiones valuadas conforme al método de participación en función del aumento o reducción en el valor de su participación accionaria al último día del período pertinente. La Emisora obtiene ganancias y pérdidas del transporte de gas natural por algunas de sus afiliadas. Ver la nota 9 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora

Condiciones Económicas y Políticas de la Argentina

Dado que los productos de petróleo y gas de la Emisora se venden principalmente a clientes ubicados en la Argentina, los resultados operativos y las condiciones financieras de la Emisora se encuentran afectados significativamente por las condiciones macroeconómicas y políticas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno han tenido, y se espera que sigan teniendo, un impacto significativo sobre la Emisora. Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina*” en el Prospecto.

En diciembre de 2001, Argentina experimentó una crisis sin precedentes que virtualmente paralizó la economía del país hasta la mayor parte de 2002. En respuesta a esta crisis, se adoptaron una serie de políticas económicas intervencionistas como medidas de emergencia, lo que produjo un impacto negativo significativo sobre el sector energético, entre otros. La administración anterior eliminó los controles cambiarios y redujo los impuestos a las importaciones y exportaciones y ajustó las tarifas aplicables al sector de petróleo y gas. La administración anterior introdujo varias reformas destinadas a reducir la evasión fiscal y fomentar la inversión, sosteniendo al mismo tiempo sus esfuerzos a mediano y largo plazo destinados a restaurar el equilibrio fiscal, inclusive reduciendo significativamente los subsidios al consumo de energía y ajustando las tarifas.

Hacia el final de la administración anterior, debido a la alta inflación y la creciente devaluación del peso, se reestablecieron los controles cambiarios. Para más información ver “*Información Adicional – Control de Cambios*” y “*Factores de Riesgo - La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora – La implementación de nuevos controles de cambio y de restricciones a las transferencias de fondos al exterior y al ingreso de capitales podría tener un efecto sustancial adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, la actividad de la Emisora y la posibilidad de pagar sus deudas*” del Prospecto.

Desde su asunción el 10 de diciembre de 2019, la administración actual ha tomado medidas adicionales en el contexto de la Ley de Solidaridad, que incluye la suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas por un plazo de 180 días, hasta junio de 2020, con la intención de renegociar las tarifas aplicables en el sector energético. El 19 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 543/2020 mediante el cual se extendió el plazo de congelamiento de las tarifas de gas natural y energía eléctrica por un plazo de 180 días adicionales. Asimismo, el decreto prevé que los distribuidos de gas y energía (entre otros servicios provistos) no podrán cortar los suministros de gas o energía eléctrica a los usuarios que

registren deudas con los distribuidores por seis períodos de facturación consecutivos, a partir del 1 de marzo de 2020.

En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral de las tarifas aplicables en el sector energético. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional. Asimismo, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó nuevamente el congelamiento de las tarifas de gas natural y energía eléctrica por un plazo de 90 días adicionales. El 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario. Con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a los distribuidores de energía eléctrica Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A. en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021.

El 31 de mayo de 2021 se publicaron en el Boletín Oficial los Decretos N° 353/2021 y 354/2021 mediante los cuales se aprobaron los Regímenes Tarifarios de Transición aplicables a las transportadoras y ciertas distribuidoras de gas natural, que implican un aumento promedio del 6% en las facturas residenciales del gas natural a nivel nacional. Los días 10 y 11 de agosto de 2021, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 262/2021 (conforme fuera modificada por la Resolución ENRE N° 265/2021) y N° 263/2021, a través de la cuales el ENRE confirmó un aumento cercano al 3% de tarifas de energía eléctrica que prestan las distribuidoras Edenor y Edesur a Grandes Usuarios de Distribuidor.

El 16 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 389/2021 mediante el cual, entre otras medidas adoptadas, se derogaron los artículos 6°, 8°, 9°, 10° y 11° del Decreto N° 882/2017 que disponía la reestructuración y reorganización de ciertas empresas con participación estatal mayoritaria vinculadas al sector energético, así como la transferencia al sector privado de diversas participaciones del Estado Nacional en diferentes empresas de dicho sector.

El 27 de julio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 706/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación, que entre otras medidas adoptadas crea el “*Registro de Operadores del sector del GNL*”, establece reglas para la autorización de exportaciones *spot* de GNL, y determina que se podrán emitir permisos de exportación en firme de GNL por hasta 20 años, provisto se cumplan ciertas condiciones.

El 3 de noviembre de 2021, mediante la Resolución N° 1029/2021 de la Secretaría de Energía, se determinó el congelamiento de la tarifa eléctrica mayorista que en principio aplicaría hasta fines de abril de 2022. Dicha medida estableció un precio de referencia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica hasta el fin de verano y el Estado Nacional será quien cubra con subsidios la diferencia entre el costo de generación de electricidad y el precio de referencia.

A través de las Resoluciones ENRE N° 41 y 42 de 2022, publicadas en el Boletín Oficial en fecha 4 de febrero de 2022 y con vigencia a partir de las 00:00 del 1° de febrero de 2022, se aprobaron los valores del cuadro tarifario de Edenor y Edesur para el trimestre de febrero a abril de 2022. En particular, la Resolución N° 41/2022 dispuso una tarifa media para Edenor de \$5,452 por kw/h y la Resolución N° 42/2022 fijó un valor para Edesur de \$5,362 kw/h, lo que representa un incremento del 6,34% y del 6,81% de los niveles vigentes desde el 1° de mayo de 2021, respectivamente.

Para mayor información ver “*Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*” en este Prospecto.

En el cuadro a continuación se reflejan ciertos indicadores económicos de la Argentina durante los períodos indicados.

Actividad Económica	Año		
	2021	2020	2019
Crecimiento del PBI real (% de variación) ⁽¹⁾	10,3	(9,9)	(2,2)
PBI nominal (en millones de pesos)	54.931.318	27.481.440	21.802.256
Inflación según IPC (% de variación)	50,9	36,1	53,8
Tasa de desempleo (%)	7,0	11,0	8,9
Tipo de cambio nominal ⁽²⁾ (en \$/US\$ al cierre del período)	101,89	70,59	59,88

(1) Variación provista por el INDEC según información al 31 de diciembre de 2020.

(2) El tipo de cambio promedio se calcula utilizando el promedio de los tipos de cambio diarios informados por el Banco Central de la República Argentina conforme a la Comunicación “A” 3500.

Durante 2019, el PBI de Argentina se redujo un 2,2%, principalmente como resultado de la disminución en el consumo público y privado. Durante 2020, el PBI de Argentina cayó un 9,9% comparado con el PBI registrado en 2019, debido al impacto en la economía de la pandemia del COVID-19.

De acuerdo con la última información disponible del INDEC, durante el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021, el PBI de Argentina aumentó un 10,3% interanual comparado con el mismo período de 2020. Este aumento se debió principalmente (i) un aumento en el consumo privado, (ii) un aumento en el consumo público, (iii) un aumento en las exportaciones; y (iv) la recuperación y reapertura de diversas actividades productivas, que durante 2020 fueron seriamente afectadas por las medidas tomadas por el Estado Nacional en respuesta de la pandemia del COVID-19. Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*” en este Prospecto y “*Factores de Riesgo — Riesgos relacionados con la Argentina— La pandemia provocada como consecuencia del Coronavirus podría afectar adversamente la economía argentina y, por ende, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Prospecto.

Inflación

La Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. Desde 2011 a la fecha, la Argentina ha experimentado aumentos en el índice de inflación medido por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios Mayoristas (IPM), que reflejan el crecimiento continuado de los niveles de consumo privado y la actividad económica (incluyendo las exportaciones y las inversiones del sector público y privado), lo que a su vez ha implicado una

presión alcista sobre la demanda de bienes y servicios, o derivado en la depreciación del peso argentino.

Durante los períodos de alta inflación, los salarios tienden a caer y los consumidores reducen su consumo. El aumento del riesgo inflacionario puede afectar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiamiento, provocando un impacto negativo sobre las operaciones de la Emisora. La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación sean expresados en términos de la unidad de moneda homogénea a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Para más información, ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – A partir del 1 de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de moneda homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora” en el Prospecto.

Los aumentos a la inflación también han tenido un impacto negativo en el costo de los ingresos, en los gastos de comercialización y administración de la Emisora, porque ellos resultan de un incremento nominal en los salarios. La Emisora no puede asegurar que el aumento en los costos como resultado de la inflación será compensado total o parcialmente por los aumentos en precios del gas y petróleo que produce y vende.

Según las últimas publicaciones del INDEC, la inflación aumentó 50,9% en 2021, 36,1% en 2020, y 53,89% en 2019. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” en el Prospecto.

La economía argentina es actualmente una economía considerada hiperinflacionaria y los estados financieros mencionados en este Prospecto fueron confeccionados de conformidad con las NIIC 29, que requieren que los estados financieros de las cuya moneda principal sea una moneda de una economía hiperinflacionaria, sea que estén basados en moneda histórica o constante, debe fundarse el método de unidad de medida de la moneda al final de cada período.

Fluctuaciones de la Moneda Extranjera

La Emisora está expuesta al riesgo de tipo de cambio dólar estadounidense/peso argentino, ya que prácticamente todos sus ingresos y la mayoría de sus obligaciones financieras y costos están denominados en dólares estadounidenses. A medida que el peso argentino se deprecia, los ingresos de la Emisora de nominados en pesos argentinos aumentan, como también aumenta el costo de los servicios en pesos argentinos y las obligaciones de deuda denominadas en dólares estadounidenses. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora”, e “Información adicional – Control de Cambios” en el Prospecto.

La devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense alcanzó el 17,54% en 2021, 28,91% en 2020, y 37,13% en 2019.

Al ejercicio anual finalizado el 31 diciembre de 2021, la Emisora no contaba con instrumentos derivados que cumplieran con los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como una cobertura efectiva contra este particular riesgo.

Tanto la administración actual como la anterior, han tomado medidas para normalizar la situación macroeconómica, incluyendo el restablecimiento de controles cambiarios. Para mayor información ver “*Información adicional – Control de Cambios*” en este Prospecto.

Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora

Volumen

Debido a la composición de la base de recursos de la Emisora y las capacidades de su equipo de producción, la Emisora considera que puede variar de manera eficiente la proporción de su producción de petróleo y gas en un plazo de tiempo relativamente corto, lo que le permite adaptarse con éxito a las condiciones cambiantes de los mercados de petróleo y gas y priorizar y aumentar la producción del producto más rentable.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el petróleo (incluyendo GLP) y el gas representaron el 40,5% y 59,5%, 14,3% y 85,7%, y el 15,7% y 84,3%, respectivamente, de la producción total neta de la Emisora. En el cuadro a continuación se presenta la producción diaria promedio neta de petróleo crudo, GLP y gas natural de la Emisora en Argentina para los períodos allí indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021⁽¹⁾	2020	2019
PRODUCCIÓN			
Petróleo crudo (bbl/d)	19.242,9	4.157,8	5.347,1
Gas (Mm ³ /d) ⁽¹⁾	4.771,5	4.960,3	5.413,7
GLP (bbl/d)	1.182,3	1.068,2	997,1
Total (boe/d)	50.436,8	36.425,5	40.395,4

⁽¹⁾ En boe/d, la producción de la Emisora de gas ascendió a 30.011,6, 31.199,5 y 34.051,2 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

⁽²⁾ El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

Precios del Petróleo

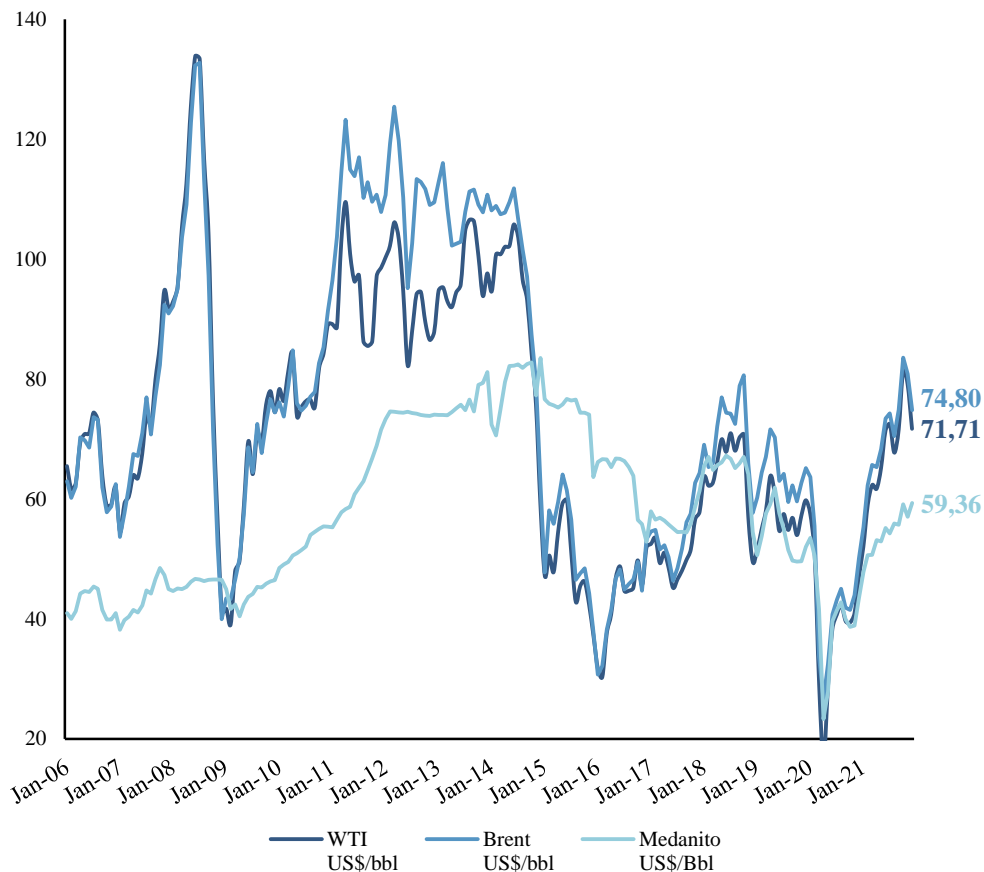
Los resultados de las operaciones y flujos de efectivo de los negocios de petróleo y gas de la Emisora, están sujetos a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, así como a las intervenciones directas e indirectas en el mercado del petróleo y combustibles. Debido a factores económicos, regulatorios y políticos, los precios del petróleo en Argentina en el pasado fueron considerablemente más bajos que los precios vigentes en el mercado internacional, así como, por similares razones, en determinados períodos puntuales dichos precios resultaron ser superiores al precio internacional.

Además, con el fin de asegurar el abastecimiento interno y aumentar los ingresos del Estado Nacional, el Estado Nacional ha impuesto elevados derechos de exportación y otras restricciones a la exportación que impidieron a las empresas beneficiarse de aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo si bien se venden a precios internacionales, están sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, que obliga a los productores a demostrar, conforme a la ley de hidrocarburos, que la demanda local ha sido satisfecha o que sus ofertas de venta de petróleo a los compradores locales fueron rechazadas antes de emitir el permiso que habilita a la exportación.

Debido a la baja demanda en el mercado local de petróleo crudo de tipo María Inés que se produce en la Cuenca Austral, durante 2019 más del 70% de las ventas de la Emisora de petróleo crudo provinieron de exportaciones. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, las exportaciones de la Emisora representaron aproximadamente el 98% de sus ventas de petróleo crudo debido al impacto que tuvo la pandemia del COVID-19 sobre la demanda en el mercado local. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, las exportaciones de la Emisora representaron aproximadamente el 97% de sus ventas de petróleo crudo proveniente de la cuenca Austral debido a la preferencia de las refinerías argentinas por otros crudos livianos disponibles en el Mercado local. Para más información, ver “Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Precio del petróleo crudo y del combustible” en este Capítulo.

Para más información, ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - La anterior administración implementó medidas significativas para resolver la actual crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” en el Prospecto.

La Emisora vende el petróleo crudo a través de contratos spot cuyo precio se determina a partir del precio de mercado del barril tipo Brent o, en caso de existir algún tipo de intervención estatal o sectorial, a partir de otro valor establecido en dólares estadounidenses, pactándose generalmente en relación a aquel un descuento en dólares estadounidenses que oscila entre US\$3,50 y US\$5,50, dependiendo de cada contrato. En el mercado local, el precio es pagadero en pesos al tipo de cambio vendedor divisa informado por el Banco de la Nación Argentina del día hábil anterior al pago. En el siguiente gráfico se presenta la evolución de los precios del petróleo nacional e internacional desde 2006 hasta diciembre de 2021:



La Emisora vende el petróleo crudo a través de contratos *spot* cuyo precio se determina a partir del precio de mercado del barril tipo Brent o, en caso de existir algún tipo de intervención estatal o sectorial, a partir de otro valor establecido en dólares estadounidenses, pactándose generalmente en relación a aquel un descuento en dólares estadounidenses que oscila entre US\$3,50 y US\$5,50, dependiendo de cada contrato. En el mercado local, el precio es pagadero en pesos al tipo de cambio vendedor divisa informado por el Banco de la Nación Argentina del día hábil anterior al pago. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de petróleo crudo representaron el 44% de los ingresos de la Emisora, un aumento de 418% comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Los principales clientes de la Emisora son RAIZEN ARGENTINA S.A. y Vitol S.A. Ver “*Información de la Emisora – Contratos de Abastecimiento de Petróleo Crudo*” en este Prospecto.

En el cuadro a continuación se indican los precios promedio de venta de petróleo crudo, de tipo “Medanito” y de tipo “Brent” en Argentina en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, comparado con el precio del petróleo crudo de tipo “Medanito” y el precio del petróleo crudo de tipo “Brent”.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(en dólares estadounidenses por MMBtu)		
Precio promedio de venta de petróleo crudo ⁽¹⁾⁽²⁾	67,10	33,16	55,22
Precio promedio de venta de petróleo “Medanito” ⁽¹⁾	54,33	40,15	54,01

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(en dólares estadounidenses por MMBtu)		
Precio promedio de venta de petróleo "Brent"	70,77	43,21	64,18

(1) Los precios del petróleo se reflejan excluyendo las regalías y las participaciones de la Emisora.

(2) Excluye los ingresos recibidos bajo programas de estímulo o subsidios del Estado Nacional.

Precios del Gas y Subsidios

La demanda de gas natural actualmente está dividida en cuatro segmentos: (i) demanda prioritaria o residencial (empresas de distribución de gas que proveen a los usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, (ii) gas natural comprimido ("GNC"), (iii) generación termoeléctrica y (iv) clientes industriales. Cada uno de estos segmentos se encuentra regulado, con excepción del segmento industrial, que se rige por la libre competencia de mercado.

Desde 2004, debido a restricciones a los precios y las exportaciones, la Argentina comenzó un proceso que la llevó a registrar un gran déficit energético (con picos en 2013 y 2014) y a depender en gran medida de la importación de gas para satisfacer su demanda interna. Esto ocurre particularmente en los meses de invierno, en los que la demanda de gas natural, particularmente en el sector residencial, excede ampliamente la oferta. Como resultado de ello, la Argentina se convirtió en importador neto de gas, proviniendo la mayor parte de las importaciones de gas natural de Bolivia y Gas Natural Licuado de diversos orígenes. No obstante que el déficit en la balanza comercial energética del país se redujo fuertemente en 2019 y 2020, a punto tal de registrar un superávit acumulado durante 2020, en materia de gas natural las importaciones continuaron siendo superiores a las exportaciones, si bien el saldo negativo es notablemente menor al de años anteriores.

De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.076 (sus modificatorias y complementarias), los distribuidores de gas natural celebraron un acuerdo para coordinar las fórmulas de precios con los principales productores de gas natural del país, vigentes hasta el 1 de enero de 2019. Los precios se diferenciaron en función de la cuenca de origen, la categoría de usuario y si la tarifa era completa o diferencial, con aumentos periódicos, y oscilaba entre US\$1 / MMBtu y US\$6,5 / MMBtu. Sin embargo, como resultado de la devaluación significativa del peso argentino y la incapacidad de los distribuidores de transferir este nuevo tipo de cambio a los esquemas tarifarios de los usuarios finales, este acuerdo dejó de tener efecto en octubre de 2018 y, en consecuencia, los precios comenzaron a acordarse con los distribuidores en el mercado de manera diaria.

Asimismo, se emitieron las Resoluciones ENARGAS N° 280 a 289 y N° 292/2018, que establecieron nuevas tarifas finales de gas natural por un período de seis meses a partir del 1° de octubre de 2018 para las siguientes categorías de usuarios: residencial, servicio general "P" usuarios con servicio completo y usuarios de GNC que consideran un precio del gas natural como materia prima que oscila entre US\$1,74 / MMBtu y US\$3,98 / MMBtu, incluida la tarifa diferencial.

El 15 de noviembre de 2018, se emitió el Decreto N° 1053/2018, que estableció, de forma expresa, que el Estado Nacional asumiría la diferencia entre el precio del gas comprado por los distribuidores de gas y el reconocido en la tarifa final de los distribuidores de gas, para el período de abril de 2018 a marzo de 2019, en 30 cuotas mensuales y consecutivas pagaderas a partir del 1 de octubre de 2019. También estableció que, a partir del 1 de abril de 2019, los proveedores y distribuidores de gas natural deberán incluir en sus contratos cláusulas en virtud de las cuales,

durante cada período estacional, se les prohíbe transferir a los usuarios finales costos adicionales incurridos debido a la fluctuación del tipo de cambio. El Decreto No. 1053/2018 no estableció expresamente cómo estos costos más altos serían absorbidos o transferidos a los usuarios finales.

Finalmente, el 12 de febrero de 2019, la Resolución ENARGAS N° 72/19, estableció la metodología de traslado a las tarifas del precio del gas y el procedimiento general para calcular sus diferencias diarias acumuladas. Entre otros aspectos, esta metodología contempló el reconocimiento de los precios estipulados en los acuerdos celebrados entre distribuidores y productores y la definición del tipo de cambio a utilizar. Específicamente, estableció que el tipo de cambio a considerar entre productores y distribuidores debía ser el tipo de cambio promedio de Banco Nación durante los primeros 15 días del mes inmediatamente anterior al comienzo de cada período estacional, o si es menor, los tipos de cambio estipulados en los acuerdos.

Sin embargo, luego del cambio de administración el Congreso aprobó la Ley de Solidaridad que declaró la emergencia económica y tarifaria y el gobierno declaró un estado de emergencia a través del cual los aumentos a las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas natural fue suspendido inicialmente por un plazo de 180 días, es decir hasta junio de 2020. Dicha suspensión de los aumentos de las tarifas fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de 180 días mediante el Decreto N° 543/2020. Adicionalmente, el 23 de abril de 2020, ENARGAS emitió la Resolución N° 27/2020 que derogó la metodología para trasladar el precio del gas a las tarifas previsto por la Resolución N° 72/2019. Para mayor información ver “*Información de la Emisora - Emergencia Tarifaria y Energética*” en el Prospecto.

En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral de las tarifas aplicables en el sector energético. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a dos años, y facultándose a dichos entes reguladores para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional o, para el caso de no arribarse a tales acuerdos, para disponer adecuaciones igualmente transitorias de tarifas y/o la segmentación del universo de usuarios obligados al pago de aquellas. Asimismo, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó nuevamente el congelamiento de las tarifas pagaderas a las concesionarias y licenciatarias de transporte y distribuidoras de gas natural y energía eléctrica previsto por la Ley de Solidaridad (conforme fue sucesivamente prorrogado) por un plazo de 90 días adicionales. En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020 se dispusieron regímenes tarifarios de transición, aplicables a distribuidoras de energía eléctrica y de gas.

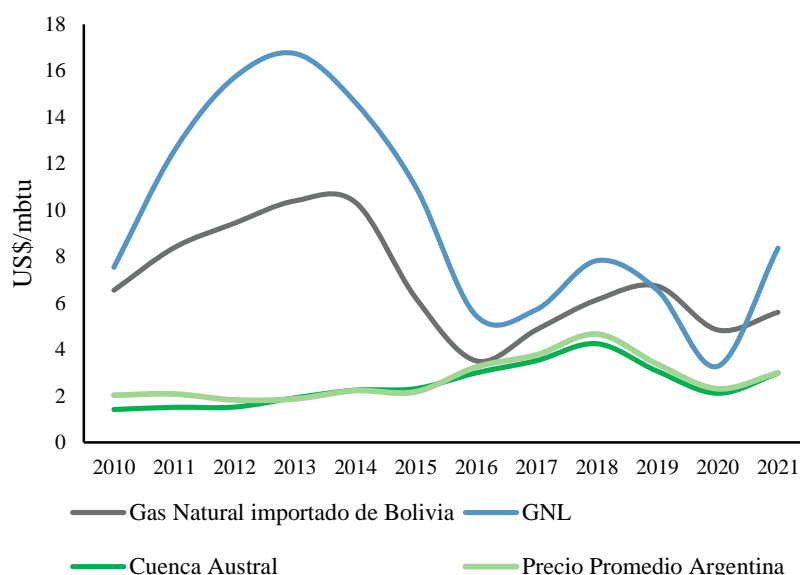
Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN y TGS, transportadoras de gas relacionadas con la Emisora.

Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la Industria Hidrocarburífera y del Transporte de Gas – Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)*”, “*Acontecimiento Recientes – Novedades Regulatorias*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Emisora – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los*



programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones” en este Prospecto.

El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios del gas natural desde 2010 hasta diciembre de 2021 en el mercado regulado y desregulado de Argentina, comparados con el precio de paridad de importación medido como el costo más alto entre el costo de la compra de gas de Argentina a Bolivia y el costo de la importación de gas natural licuado:



Si bien los aumentos tarifarios aprobados por la administración anterior han mejorado la situación financiera de las vinculadas de transporte de gas de la Emisora, los aumentos recientemente resueltos por la administración actual podrían no ser suficientes para sostener el costo de las operaciones, lo que podría tener un efecto significativamente adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de las vinculadas de transporte de gas. La Emisora tampoco puede asegurar si se llegará a un acuerdo definitivo en la renegociación para la Revisión Tarifaria Integral, ni la eficacia de los posibles acuerdos transitorios que se han concretado o puedan formalizarse en el futuro bajo dicho marco. Adicionalmente, una significativa inflación o depreciación del peso sin ajuste adecuado de las tarifas de transporte de gas, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de las vinculadas de la Emisora de transporte de gas continuarán siendo afectadas negativamente debido a las restricciones de precios actuales. Para mayor información ver “*Riesgos relacionados con la Argentina – Los acontecimientos políticos de Argentina podrían afectar adversamente la economía argentina y el sector energético en particular*” en este Prospecto.

Plan Gas IV

Con fecha 16 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el “**Decreto 892/2020**”), creó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “**Plan Gas IV**”), derogando a su vez las Resoluciones N° 80/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) y N° 175/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda.

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos del Plan Gas IV en su artículo 2°, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

A su vez, el Decreto 892/2020 establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N° 2.255/92).

Para su implementación, el Decreto 892/2020 previó la licitación mediante concurso público el suministro de 70 MMm³/día durante el período inicial del Plan Gas IV (2020-2024), divididos por cuenca (Neuquina 47,2 MMm³/d, Austral 20 MMm³/d, Noroeste 2,8 MMm³/d). En fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se (i) convocó al concurso público previsto en el Decreto 892/2020; (ii) estableció un cronograma según el cual los productores presentarán sus ofertas el 2 de diciembre de 2020 y los volúmenes de suministro se adjudicarán antes del 15 de diciembre de 2020; (iii) aprobó el pliego de condiciones; y (iv) aprobó el modelo de contrato a celebrarse entre CAMMESA y los productores y distribuidores y/o subdistribuidores. Finalmente, la adjudicación de los volúmenes de gas natural licitados se hizo mediante la Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía, cuyas asignaciones fueron aprobadas por la Resolución N° 447/2020 del mismo organismo. La Emisora fue adjudicada con un volumen de gas de hasta 2,4 millones de m³/d, correspondientes a la Cuenca Austral. Por su parte, el precio adjudicado a la Emisora bajo el Plan Gas IV fue de 3,46 US\$/MBTU, el máximo disponible para la Cuenca Austral.

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 892/2020, el 18 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan Gas IV.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se lanzó la segunda convocatoria para la adjudicación de volúmenes de gas natural correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por los meses de mayo a septiembre de los años 2021 a 2024, inclusive, adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N° 391/2020 del mismo organismo. La referida segunda convocatoria se realizó debido a que, según el texto de Resolución N° 129/2021, los volúmenes ofertados por las empresas productoras en la primera convocatoria dispuesta por la Resolución N° 317/2020 resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo interno para los períodos invernales de los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

Asimismo, el Decreto 892/2020 encomienda al Banco Central que, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de capital de endeudamientos financieros del exterior, establezca los mecanismos idóneos para permitir dicho acceso al MLC debiendo cumplir con las siguientes condiciones: (i) los fondos hayan sido ingresados por el MLC; (ii) sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del Decreto 892/2020; y (iii) se destinen a la financiación de proyectos enmarcados en los objetivos del Plan Gas IV.

En dicho sentido, el Banco Central dictó la Comunicación “A” 7168, estableciendo que a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de proyectos enmarcados en el Plan Gas IV podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

En todos los casos, deberá darse cumplimiento a los restantes requisitos generales de acceso al MLC (entre ellos, contar con activos externos líquidos por una suma inferior a US\$100.000 o, de superarse dicha suma, encuadrar en algunas de las excepciones previstas por la Comunicación “A” 7030, sus modificatorias y complementarias).

El Decreto 892/2020 prevé un doble régimen de penalidades aplicable al Plan Gas IV. Por un lado, el incumplimiento de los compromisos de “*Delivery or Pay*” bajo los contratos afrontará las penalidades establecidas en cada uno de ellos. Por el otro, el incumplimiento en los compromisos de inyección prevé un tratamiento que dependerá de los niveles de inyección promedio trimestrales. Dependiendo del porcentaje del incumplimiento, se irá ajustando el diferencial a pagar por parte del Estado Nacional y, si dicho incumplimiento se extendiere por un plazo de 6 meses consecutivos y se cumplieren una serie de factores, se produciría la baja automática del Plan Gas IV.

Adicionalmente, si la inyección durante los meses de junio, julio y/o agosto de cada año es inferior a la comprometida, el productor deberá compensar su falta de volumen con alguna de las siguientes alternativas: (i) compensación entre cuencas con producción propia, (ii) adquisición del volumen faltante a otro productor adherido al Plan Gas IV, (iii) importación de gas natural y (iv) un pago equivalente a dos veces el volumen a compensar, valorizado al precio ofertado por un factor de ajuste de 1,25.

Programa de Estímulo a la Producción No Convencional

En enero de 2018 el Ex-Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 38/2018 aprobando la adhesión de la Emisora al Programa de Estímulo a la Producción de Hidrocarburos No Convencional. Dicho plan de estímulos tiene por finalidad garantizar a la Emisora una compensación mínima por la producción de hidrocarburos, en la concesión no convencional de la Emisora en “Campo Indio Este-El Cerrito”, por el que se le requiere a la Emisora realizar determinadas inversiones para mantenerse como elegibles para calificar dentro del programa.

El precio mínimo por millón de BTU asegurado por el programa era de US\$7,50 en 2018, US\$7,00 en 2019, US\$6,50 en 2020 y US\$6,00 en 2021. El gobierno compensaba a los productores por hasta el valor del precio mínimo si no recibieran dicho valor por las ventas en el mercado local.

El Programa de Estímulo a la Producción de Hidrocarburos No Convencional estuvo en vigencia hasta 2021. Conforme a las regulaciones gubernamentales las compensaciones bajo el mismo son pagaderas mensualmente en pesos, convirtiendo el monto de compensación calculado en dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor divisa del Banco de la Nación Argentina del último día hábil del mes, al que corresponden los volúmenes de producción no convencional de hidrocarburos incluida sujetos a tal compensación.

En el marco del ingreso de la Emisora al Plan Gas IV aprobado por Decreto N° 892/2020, los volúmenes máximos mensuales por los cuales la Emisora tiene derecho a recibir compensación para el año 2021 son de 2,38 millones de metros cúbicos diarios. Ver “*Factores de Riesgo* -

Riesgo relacionados con la Emisora – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.” en el Prospecto.

Ventas

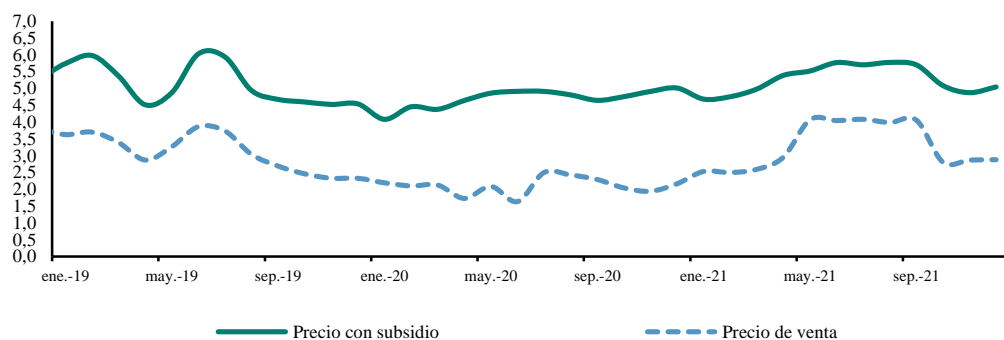
La Emisora comercializa el gas en el mercado regulado a través de entregas a los distribuidores, de conformidad con las regulaciones argentinas, a los precios establecidos por el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), que varían dependiendo del consumidor final y el lugar de consumo. Durante 2019, 2020 y 2021, los precios de la Emisora en el mercado regulado promediaron los US\$2,79, US\$2,10 y US\$3,11, respectivamente, por MMBtu para los usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, y US\$3,47, US\$2,30 y US\$3,78, respectivamente, por MMBtu en el mercado desregulado. Por lo general, la Emisora vende su producción excedente de gas a industrias y comercializadores, entre otros clientes, a través de contratos a corto plazo a un precio libremente convenido en dólares estadounidenses por metro cúbico de gas, a pagar en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco Nación el día hábil anterior a la fecha de pago.

Los principales clientes de la Emisora en el mercado desregulado son Aluar Aluminio Argentino SAIC, Wintershall Dea Argentina S.A. , Methanex Chile SPA y Profertil S.A. Para mayor información ver “*Información de la Emisora— Contratos y Convenios Significativos - Contratos de Abastecimiento de Gas Natural*” en el Prospecto. Durante 2021, 2020 y 2019 las ventas de gas de la Emisora representaron el 52%, 83%, y 72% de sus ingresos totales (incluyendo un 19%, 44% y 25% que representa los subsidios de gas del Estado Nacional), respectivamente. La volatilidad de las ventas de gas en el mercado regulado en contraposición al mercado desregulado es debido a los efectos de la estacionalidad. Ver “*Estacionalidad*” en este Prospecto. En el cuadro a continuación se indican los precios de venta promedio de la Emisora para el gas natural en Argentina (excluyendo los ingresos recibidos en virtud de programas de estímulo o subsidios), con un detalle para el mercado regulado y el mercado desregulado en dólares estadounidenses para los últimos tres ejercicios.

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
	(en millones de dólares estadounidenses por MMBTU)		
Precio promedio de venta del gas natural	3,33	2,15	3,08
Precio promedio de venta del gas natural en el mercado regulado ⁽¹⁾	3,11	2,10	2,79
Precio promedio de venta del gas natural en el mercado desregulado ⁽¹⁾	3,78	2,30	3,47

⁽¹⁾ Incluye los precios promedio para usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, para distribuidores de gas natural comprimido para vehículos y para centrales de generación.

Además, en el siguiente gráfico se indica el precio promedio para las ventas de la Emisora en el mercado regulado en Argentina durante 2019, 2020 y 2021:



Cientes

Las ventas de la Emisora a empresas de distribución de gas y plantas generadoras están sujetas a precios regulados. Las ventas de la Emisora a consumidores industriales no están reguladas y son libremente negociables, ya sea mediante contratos a largo plazo o en el mercado de contado (*spot*). Por lo tanto, la variedad de clientes de la Emisora tiene un impacto en sus ingresos provenientes de las ventas de gas. En el cuadro a continuación se indica el porcentaje de gas natural vendido a cada categoría en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2021 ⁽¹⁾	2020	2019
CLIENTES	(en % de ingresos)		
Empresas de distribución de gas	27%	37%	20%
Plantas generadoras	22%	34%	31%
Cientes industriales	51%	28%	48%
Otros	0,2%	1%	1%

⁽¹⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

La Emisora busca aumentar sus márgenes mejorando su variedad de clientes. Por ejemplo, durante los últimos años se ha focalizado en clientes industriales y otros clientes de margen más alto que no están sujetos a precios regulados. El porcentaje de gas natural vendido a clientes industriales por la Emisora pasó del 48% de sus ventas en 2019 al 28% en 2020, y durante ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el porcentaje aumentó a 51%.

Además, la Emisora busca vender su gas *spot* durante el verano al segmento generación y/o industrial, dependiendo la demanda de cada momento, para obtener los mejores precios disponibles, reduciendo en la medida de lo posible la exposición al gas regulado, ya que el mismo, a la vez de precios menores, conlleva riesgos de cobrabilidad y plazos de pago mayores.

Programa de Exploración y Desarrollo

La Emisora está comprometida con el crecimiento sostenible de su negocio mediante la reinversión de su flujo de efectivo en operaciones de desarrollo y exploración dentro de sus áreas, muchas de las cuales estaban subexplotadas. La Emisora continuará dándole prioridad, como lo ha venido haciendo desde que su accionista controlante la adquirió en abril de 2013, a proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

El plan de perforación de la Emisora para 2022 y 2023, que se encuentra sujeto a modificaciones según factores, entre otros, macroeconómicos y regulatorios, incluye inversiones estimadas en un rango aproximado de US\$260 a US\$480 millones, destinándose a proyectos orientados a desarrollar sus reservas y exploraciones.

La pandemia de COVID-19 impactó los planes de la Emisora de perforación para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Emisora había invertido \$6.836,7 millones en propiedades, planta y equipo para el negocio en crecimiento, y comenzó a perforar un pozo de exploración. Debido a las medidas de restricción de circulación obligatorias establecidas por el Estado Nacional, las actividades de perforación se suspendieron temporalmente en la industria entera durante la primera etapa de las medidas de aislamiento, por lo tanto, la Emisora tuvo que suspender sus actividades de perforación, pero continuó la producción de sus pozos operativos.

El 24 de junio de 2020, la Emisora fue autorizada por el Estado Nacional para reanudar su actividad de perforación, la que ha continuado sin interrupciones por todo el resto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y hasta la fecha del presente Prospecto. Sin embargo, la Emisora no puede asegurar que en el futuro no se impongan nuevas restricciones o medidas en materia de salud o que de otra manera le impidan continuar con su plan de perforación durante 2022. Ver “Factores de Riesgo - La pandemia del COVID-19 ha provocado y podría continuar provocando efectos adversos en la economía argentina y por ende, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en el Prospecto.

Farm-outs

El 31 de octubre de 2017, la Emisora celebró un contrato de *farm-out* y acuerdo de cooperación operativa con Echo Energy por la concesión para explotar las Fracciones C y D del distrito Santa Cruz I y del distrito Laguna de los Capones.

Con efecto al 1° de enero de 2018, la Emisora celebró un segundo contrato de cesión de derechos (*farm-out*) y operación conjunta con Echo Energy en virtud del cual la Emisora transfirió a Echo Energy el 50% de sus derechos y obligaciones emergentes de las concesiones para explotar el distrito Tapi Aike, y Echo Energy acordó pagar el 65% de los costos e inversiones del plan de la primera etapa de exploración.

Con fecha 17 de mayo de 2019, la Emisora y Echo Energy celebraron una adenda al acuerdo de *farm-out* y acuerdo de cooperación operativa para las Fracciones C y D del área Santa Cruz I y el área Laguna de los Capones por la cual acordaron no llevar a cabo las inversiones comprometidas por Echo Energy que se encontraban pendientes de ejecución a esa fecha, y retirarse del acuerdo de *farm-out* asumiendo, con fecha efectiva al 1 de mayo de 2019, la Emisora, libre de costos, todos los derechos y obligaciones de Echo Energy derivados de las concesiones de explotación sobre las áreas según lo dispuesto en el acuerdo de *farm-out*. Al 17 de mayo de 2019 se habían perforado cuatro pozos exploratorios y se habían realizado tres workovers.

En dicha fecha, la Emisora y Echo Energy celebraron una adenda al acuerdo de *farm-out* para el área Tapi Aike por la cual acordaron, con fecha efectiva al 1 de mayo de 2019, un incremento de la participación de la Emisora en el Área de 50% a 81% y una reducción de la participación de Echo Energy de 50% a 19%.

El día 15 de julio de 2020, la Emisora suscribió un acuerdo con Echo Energy en virtud del cual Echo Energy cesará en su participación del 19% en el permiso de exploración sobre el área Tapi Aike (el “Permiso”), con efectos a partir del 1 de abril de 2020 y cederá a la Emisora dicho porcentaje (el “Acuerdo”). Asimismo el Acuerdo prevé que, sujeto al cumplimiento de ciertos términos y condiciones allí previstos, Echo Energy tendrá la opción de reingresar al área participando en la perforación de un pozo en la sub-área del Permiso denominada “Travesía de Arriba” (el “Pozo Relevante”) y adquirir una participación del 19% en dicha sub-área (la “Opción”). La Opción podrá ejercerse en cualquier momento hasta la fecha en que se cumplan 60 días corridos previos al día de perforación del Pozo Relevante. Como contraprestación por el

ejercicio de la Opción, Echo Energy deberá abonar a la Emisora la suma de US\$339.000 pagadera dentro de los plazos previstos en el Acuerdo. Adicionalmente, Echo Energy deberá abonar a la Emisora, en forma previa a la perforación del Pozo Relevante, la suma de US\$503.000, equivalente a los costos técnicos devengados bajo la licencia del área, más el 19% de los costos del Pozo Relevante. Previo al ejercicio de la Opción la Emisora le proveerá a Echo Energy toda la información técnica relativa a la perforación del Pozo Relevante.

A la fecha del presente Prospecto, habiendo transcurrido el plazo de 60 días corridos previos al día de perforación del Pozo Relevante sin que Echo Energy haya ejercido la Opción, se ha consolidado definitivamente la participación de la Emisora del 100% sobre el permiso de exploración del área Tapí Aike.

Estacionalidad

La demanda de gas natural se caracteriza por ser estacional, aumentando durante los meses de invierno y disminuyendo durante los meses de verano. Además, si la temperatura promedio es más fría durante los meses de invierno, la demanda en el mercado residencial es mayor. Debido a la estacionalidad de la demanda se le requiere a la Emisora satisfacer en primer lugar la demanda residencial. Como resultado de la estacionalidad de la demanda, los precios del gas en el mercado desregulado (en especial, el precio *spot*) siguen, también, la dinámica estacional, con excepción de los precios de los contratos de largo plazo de la Emisora, típicamente aumentando en invierno, por la falta de producción excedente de gas para su despacho en el mercado desregulado, y disminuyendo en verano, debido al exceso de producción disponible. El incremento reciente en los precios del gas en el mercado regulado, en particular en el segmento residencial y comercial, podría afectar la estacionalidad de los precios promedio de gas de la Emisora.

Regalías

En Argentina, los titulares de concesiones de explotación y de permisos de exploración deben abonar mensualmente una regalía a la autoridad provincial que correspondiere. Estas regalías por lo general se encuentran fijadas entre el 12% y el 15% del valor estimado de la producción en boca de pozo basados en los precios en los puntos de entrega, menos transporte, costos de tratamiento y otras deducciones expresamente establecidos en las normas aplicables. Las regalías que abona la Emisora son registradas en sus estados financieros como costo de ingresos. Ver la nota 24.b (1) a los Estados Financieros Anuales Auditados, y a los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019. Además, los titulares de permisos deben pagar un canon anual por kilómetro cuadrado o fracción del área de concesión o del permiso. El valor del canon puede ser revisado periódicamente por el Estado Nacional. Para mayor información acerca de las regalías, ver “*Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Exploración y Producción – Pago de regalías y canon*” en este Prospecto. Para los riesgos asociados con la extensión del plazo de las concesiones de explotación y de los permisos de exploración de la Emisora, ver “*Factores de Riesgo — Riesgos relacionados con la Emisora — Las concesiones y permisos de la Emisora para la exploración y producción de petróleo y gas pueden ser revocados o no renovados, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora*”.

El 3 de septiembre de 2018, la administración anterior, a través del Decreto 793/2018, otorgo derechos relacionados con la exportación de todos los productos comprendidos dentro del MERCOSUR, sujeto a un arancel de exportación del 12% y hasta un máximo de \$4 para productos primarios y \$3 para el resto de los productos, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El derecho a exportar se implementó a partir del 4 de septiembre de 2018 con respecto a los bienes y al 1 de enero de 2019 con respecto a servicios, con vencimiento el 31 de diciembre de 2020. El 19 de mayo de 2020, mediante el



Adrián Meszaros
Subdelegado

decreto N° 488/2020 se establecieron nuevos impuestos a la exportación de hidrocarburos que van desde un 0% (cuando el precio de referencia Brent este debajo de US\$ 45/bbl) a 8% (cuando el precio de referencia Brent sea mayor a US\$ 60/bbl). La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota del 8%. El impacto que cualquier cambio, de esta naturaleza, pueda tener en los resultados financieros de la Emisora, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo no se pueden predecir. Para mayor información, ver “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas- Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado” y “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Gas y Subsidios”, en este Prospecto.

Costos de Transporte y Proximidad Geográfica

La Emisora produce gas en la cuenca Austral. La mayor parte de sus clientes regulados, plantas generadoras e industriales se encuentran ubicados en la Ciudad de Buenos Aires y sus alrededores, a lo que nos referiremos como el AMBA. Si bien los clientes de la Emisora son responsables por el costo de transporte del gas de la Emisora hasta su punto de entrega, la Emisora está obligada a ajustar sus precios del gas para ser competitiva con otros productores que están más cerca del AMBA y por lo tanto a los que los clientes pagan costos de transporte más bajos. En la medida en que la Emisora pueda abastecer a clientes ubicados más cerca de la cuenca Austral en el sur de Argentina, la misma podrá cobrar precios más altos ya que los costos de transporte son más bajos.

Prácticamente todo el gas de la Emisora es transportado a través de Transportadora de Gas del Sur (“TGS”). Los precios de transporte que TGS cobra están regulados por el ENARGAS, al igual que los precios cobrados por todas las demás grandes empresas de transporte de gas. En 2017, la Emisora pudo celebrar exitosamente swaps de gas, que le permitieron entregar gas en el sur a través de ENARSA a cambio de la devolución de gas en el norte de Argentina, lo que le permitió atender clientes en el norte de Argentina a precios más altos ya que no tuvo que pagar cargos por transporte de gas por el gas entregado.

En el cuadro a continuación se indican los cargos por transporte de gas por la entrega en el AMBA desde la cuenca Austral y desde la cuenca Neuquina (en donde se encuentran la mayoría de los competidores de la Emisora) al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021 ⁽¹⁾	2020	2019
Cuenca de Origen	(en US\$ por MMBTU)		
Neuquina	0,18	0,25	0,36
Austral	0,28	0,38	0,56

⁽¹⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

Pandemia con motivo del COVID-19

Durante el año 2020, la pandemia provocada por el COVID-19 tuvo un impacto en el negocio de la Emisora y en la industria de hidrocarburos argentina, en general. Si bien la actividad de producción de la Emisora fue una de las actividades exceptuadas durante las medidas de aislamiento adoptadas por el Estado Nacional, la actividad de perforación fue suspendida durante el primer trimestre de 2020 hasta el 24 de junio de 2020. Por tal razón, en el ejercicio terminado

al 31 de diciembre de 2020 se ha determinado una desvalorización de activos no financieros por \$1.742.270. Las revelaciones relacionadas al test efectuado, incluyendo las principales premisas y variables consideradas, y el resultado del mismo se encuentran incluidas en Nota 5.c. a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020. Sin perjuicio de lo expuesto, las operaciones y resultados de la Emisora no se vieron afectados significativamente. En este sentido, a pesar de estas últimas olas de contagios, al cierre del ejercicio 2021 la Emisora logró retomar niveles de actividad similares a los prepandémicos. En la cuenca Austral se perforaron 30 pozos durante 2021, de los cuales tres fueron pozos exploratorios y se logró reducir la declinación de gas a cifras por debajo del 7% interanual, con un promedio en el año 2021 de 4,69 MMm³/d de gas (promedio anual boca de pozo). Ver “*Información Financiera - Programa de Exploración y Desarrollo*” en este Prospecto.

En línea con lo indicado precedentemente, no se han observado impactos significativos en el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021.

La Emisora continúa monitoreando los acontecimientos y efectos del COVID-19 con el objeto de asegurar la seguridad y la salud de su personal, continuar las operaciones y preservar su condición financiera.

Para mayor información ver “*Factores de Riesgo – La pandemia del COVID-19 ha provocado y podría continuar provocando efectos adversos en la economía Argentina y por ende, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora*”, “*– Una caída sustancial o sostenida, así como la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y gas podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora*” e “*Información de la Emisora – Cambios Significativos – Pandemia con motivo del COVID-19*” en este Prospecto.

Principales Políticas Contables y Estimaciones

Esta discusión y análisis de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora se basan en los estados financieros indicados en este Prospecto, que han sido preparados de acuerdo con las NIIF. La preparación de estos estados financieros requiere que la Emisora efectúe estimaciones y juicios que afectan los montos registrados de sus activos y pasivos, ingresos y gastos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de dichos estados financieros. La nota 5 a los Estados Financieros Anuales Auditados y a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluye una discusión detallada de sus principales políticas contables. Las principales políticas contables se definen como aquellas políticas que reflejan los juicios y estimaciones significativos sobre cuestiones que son inherentemente inciertas y relevantes para la condición financiera y resultados de las operaciones de la Emisora. A continuación, se describen las estimaciones significativas que afectan los estados financieros de la Emisora:

Reservas de Hidrocarburos

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la Emisora opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales se posee derechos para su explotación.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y con respecto a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo

y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de reservas son ajustadas al menos una vez al año y con mayor frecuencia, si cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifican. Dichas estimaciones de reservas han sido preparadas al 31 de diciembre de 2021 por personal técnico de la Emisora y las áreas de la cuenca Austral de Argentina han sido auditadas por DeGolyer and MacNaughton y fueron preparados de acuerdo con los estándares de PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros) aprobadas por Asociación de Ingenieros en Petróleo.

Previsión para Abandono y Taponamiento de Pozos

Las obligaciones relacionadas con el abandono y taponamiento de pozos una vez finalizadas las operaciones implican que la gerencia de la Emisora realice estimaciones respecto de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

Deterioro del valor de los Activos

A los efectos de evaluar la recuperabilidad de los activos no financieros, estos activos se agrupan en los menores niveles para los cuales existen flujos de fondos identificables individualmente.

La Emisora evalúa regularmente la recuperabilidad de la propiedad, planta y equipo, que incluyen los activos de exploración y evaluación, cuando existen eventos o circunstancias que indiquen una potencial desvalorización. La estimación de los flujos de fondos futuros, implica estimaciones acerca de dos elementos claves: reservas y precios futuros. La estimación de precios futuros requiere la utilización de juicios significativos acerca de eventos futuros inciertos.

El valor libros de los bienes de uso es considerado desvalorizado por la Emisora, cuando el valor de uso, calculado mediante la estimación de los flujos de efectivo esperados de dichos activos, descontados e identificables individualmente, o su valor neto de realización, son inferiores a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (“UGE”).

El cálculo del valor de uso requiere la utilización de estimaciones y está basado en proyecciones de flujos de efectivo preparados sobre el presupuesto económico y financiero aprobado por la gerencia de primera línea de la Emisora. A los fines de su evaluación cada compañía asociada se ha considerado como una UGE.

Al evaluar si existe algún indicio de que una UGE podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas, considerando hechos y circunstancias específicas, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores económicos y de mercado, tales como tarifas, inflación, tipo de cambio, costos, demás egresos de fondos y el marco regulatorio de la industria en la que opera la Emisora.

La Emisora registra los cargos por desvalorización cuando estima que hay evidencia objetiva de su existencia o cuando estima que el costo de estos activos no será recuperado a través los flujos futuros de fondos.

Un cargo por desvalorización de los activos, reconocido previamente puede revertirse cuando hay un cambio posterior en el modo de estimación utilizado al computar el monto recuperable del activo. En caso de que esto ocurra, el nuevo monto puede no exceder el monto que se podría haber registrado en la nueva fecha de cálculo si no hubiese sido computada la desvalorización.

Tanto el cargo por desvalorización como su reversión, son reconocidos en ingresos. El monto de la pérdida se mide como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los

flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo futuras pérdidas crediticias que no se han incurrido) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Al momento de estimar los flujos de efectivo futuros, se requiere un juicio crítico por parte de la gerencia de la Emisora. Los flujos de efectivo y los valores reales pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de técnicas de descuento.

Costos de Exploración y Evaluación

Según lo previsto por la NIIF 6, la Emisora capitaliza los costos de exploración y evaluación, como los estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos; perforación de pozos exploratorios; evaluación de reservas de petróleo y gas; y propiedad minera asociada a las reservas no probadas, como activos para la exploración y evaluación bajo una categoría específica (activos de exploración y evaluación) en propiedad, planta y equipo. Los costos previos a la obtención del permiso de exploración se registran como pérdida/ganancia según corresponda. Esto significa que los costos de exploración se capitalizan temporalmente como activos de exploración y evaluación hasta que los resultados de los esfuerzos exploratorios son evaluados a fin de determinar si hay suficientes reservas de hidrocarburos para explotar comercialmente los pozos.

Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión. Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas son testeados por desvalorización, previo a su reclasificación a la línea “Pozos e Instalaciones de Producción”.

La gerencia de la Emisora realiza análisis y estimaciones respecto de si dichos activos de exploración y evaluación deben continuar siendo tratados como tales, cuando aún no se ha concluido con las evaluaciones o cuando existe información insuficiente para concluir respecto del esfuerzo exploratorio realizado. La gerencia consulta a los expertos técnicos calificados en la materia, a los efectos de realizar dichos análisis.

Determinación del Cargo por Impuesto a las Ganancias e Impuestos Diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la Emisora.

Contingencias

La Emisora está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Emisora analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales.

Cambio de Políticas Contables

Adopción del modelo de Revaluación en el activo del “Midstream” a partir del 30 de septiembre de 2018

Con fecha efectiva 30 de septiembre de 2018 el directorio de la Emisora decidió utilizar, dentro de los dos modelos previstos en la NIC 16 (“Propiedad, planta y equipo”), el “modelo de Valuación” para la valuación de sus activos esenciales que comprenden el sistema de Gasoducto, los que incluyen Gasoductos, Terrenos y Plantas compresoras. El cambio de criterio de valuación del “modelo de costo” al “modelo de Valuación” se aplica en forma prospectiva de acuerdo con la NIC 8 (“Políticas contables, Cambios en las estimaciones contables y Errores”). La valuación, que se llevó a cabo en los últimos dos años por la administración de cada uno de los activos Midstream, permite a cada compañía evaluar sus activos a valor razonable, lo que da como resultado una información más confiable para el estado de situación financiera de la Emisora. La vinculada de la Emisora, TGN ha empleado este método desde el 31 de diciembre de 2018 y ahora está siendo empleado por el resto de las vinculadas. Además, la Emisora ha determinado que, a la luz de sus características y riesgos inherentes, los activos intermedios que estarán sujetos a valuación constituyen un grupo de activos. Para la aplicación de dicho modelo, las compañías asociadas utilizan los servicios de expertos independientes, los cuales fueron compartidos al Directorio de la Emisora, el cual aprobó dichos revalúos y utilización de expertos en base a atributos como el conocimiento del mercado, la reputación y la independencia. Asimismo, el Directorio es quien decide, luego de discusiones con los expertos y compañías asociadas, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso. Las revaluaciones deberán hacerse con la frecuencia necesaria de tal forma que el valor registrado contablemente no difiera significativamente del valor razonable de los activos a la fecha de cada medición.

Para medir el valor razonable de los Activos sujetos a Revaluación, se utiliza como técnica de valoración el “enfoque del ingreso” establecido en la NIIF 13 (“Medición del valor razonable”). La Emisora utiliza un modelo de flujo de fondos descontados elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor razonable: (i) volúmenes de transporte contratados en firme y volúmenes de transporte vendidos bajo la modalidad de transporte interrumpible; (ii) tarifas de transporte de gas; (iii) gastos de operación y mantenimiento; (iv) inversiones necesarias para mantenimiento del sistema de Gasoducto en operaciones; (v) tasa de descuento ponderada; y (vi) variables macroeconómicas, tales como la tasa de inflación, la tasa de devaluación, etc. Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

El incremento del importe en libros de un activo como consecuencia de una revaluación se reconoce en la cuenta “Otros resultados integrales”, neto del impuesto diferido correspondiente. El efecto de la revalorización efectuada al 31 de diciembre de 2018, en Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., a la participación de CGC, ascendió a \$3.467.045. En el caso de la inversión en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) y considerando que tiene reconocida una previsión por deterioro de valor en el rubro de Propiedad Planta y Equipo, en base a las estimaciones de flujos de fondos basadas en elementos de juicio disponibles al 31 de diciembre de 2018, se revirtió parcialmente la desvalorización por deterioro en la asociada Gasoducto Gasandes S.A. (Chile), cuyo efecto a la participación de CGC, ascendió a \$87.510, registrando dicha reversión en los estados de resultados integrales, en el rubro de resultados de inversiones en asociadas.

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de resultados integrales en el rubro Otros resultados integrales y se acumulan en la Reserva por revaluación de activos del Estado de cambios en el patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la Reserva por revaluación de activos. Al momento

de la venta del activo revaluado, cualquier Reserva por valuación de activos relacionada con ese activo se transfiere a los Resultados no asignados.

De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre del ejercicio el saldo positivo de la “Reserva de revaluación de activos” no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, y deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Emisora frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

En base a la medición realizada por la aplicación del modelo de valuación, se han determinado las siguientes diferencias con relación a los valores contables medidos por el modelo del costo, para los Activos sujetos a revaluación al 31 de diciembre de 2021:

	Reserva por revalúo de activos
Gasinvest S.A.	1.071.744
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	306.238
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2.414
Total	1.380.396

Estos cambios son un ajuste único y reflejan el efecto de un ajuste de varios años de resultados. No se espera que los ajustes futuros muestren resultados significativos.

Nuevos Procedimientos Contables

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones obligatorias para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2021

La Emisora ha aplicado las siguientes normas y/o modificaciones por primera vez a partir del 1 de enero de 2021: (i) Modificaciones a la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, NIC 39 “Instrumentos financieros: Presentación”, NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”, NIIF 4 “Contratos de seguros” y NIIF 16 “Arrendamientos” (modificadas en agosto de 2020); y (ii) NIIF 16 “Arrendamientos” (modificada en marzo de 2021)

La aplicación de las normas y/o modificaciones detalladas no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera de la Emisora. Para más información, ver la nota 2.2.1. de los Estados Financieros Anuales Auditados.

NIIF 16, “Arrendamientos”

En enero de 2016, el CNIC emitió la NIIF 16, un nuevo estándar que establece los principios para el medición, presentación y reporte reconocimiento, medición, presentación y reporte de los arrendamientos para ambas partes de un contrato, por ejemplo el arrendador y el arrendatario. Dicho estándar reemplaza la NIC 17 para los arrendamientos e interpretaciones relacionadas. La NIIF 16, elimina la distinción entre arrendamientos operativos y financieros para a un arrendatario. En su lugar, bajo la NIIF 16, todos los arrendamientos son tratados de manera similar a los arrendamientos financieros tratados bajo la NIC 17. Bajo la NIIF 16, los arrendamientos son capitalizados al reconocer el valor presente del pago de los arrendamientos y son reconocidos como activos de arrendamiento (activos de derecho a uso) o propiedad, planta o equipo.

El 1 de enero de 2019, la Emisora adoptó la NIIF 16, aunque no se realizó una actualización de la información comparativa conforme lo indicado por las normas de transición. Su adopción incrementa el valor de los activos y pasivos y genera una reducción de los costos operativos. Asimismo, hay un aumento en el cargo de amortización de los derechos de uso de los activos y los resultados financieros generados por la actualización de los pasivos por arrendamiento. Para más información, ver la nota 28 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

Resultados de las Operaciones

El cuadro que sigue a continuación refleja el estado de resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021 ⁽²⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Ingresos ⁽¹⁾	72.857,0	47.223,0	42.041,2
Costo de ingresos	(44.115,3)	(28.626,0)	(25.364,8)
Resultado bruto	28.741,7	18.597,0	16.676,5
Gastos de comercialización	(2.796,0)	(1.695,8)	(1.623,0)
Gastos de administración	(6.609,0)	(2.872,0)	(2.170,2)
Gastos de exploración	(15,1)	(243,1)	(1.271,8)
Recupero por deterioro de activos financieros	(320,9)	65,6	(27,9)
Otros ingresos y egresos operativos	2.530,5	(3.219,2)	(1.095,8)
Resultado operativo	21.531,1	10.632,5	10.487,9
Resultado de inversiones en asociadas	(2.035,6)	1.945,8	5.198,7
Ingresos financieros	1.311,1	213,5	125,5
Costos financieros	(6.061,9)	(6.315,5)	(3.511,4)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(3.625,2)	(3.678,4)	(1.953,0)
Otros resultados financieros	(9.363,8)	(3.485,3)	(1.531,9)
Resultado por combinación de negocios	3.147,5	-	
Resultado antes de impuestos	4.903,3	(687,4)	8.815,7
Impuesto a las ganancias	(4.435,7)	749,7	(2.423,0)
Resultado Neto	467,6	62,3	6.392,7
Otros resultados integrales	(4.239,0)	(2.708,3)	(536,5)
Resultado Integral Total	(3.771,3)	(2.646,0)	5.856,2

⁽¹⁾ Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 incluye \$14.152,7 millones, \$20.789,0 millones y \$10.602,5 millones en subsidios del estado, respectivamente. Ver “—Tendencias relacionadas con el negocio del petróleo y del gas—Ingresos” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria de petróleo y gas—Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”. Ver también la nota 24 a) a los Estados Financieros Anuales Auditados.

⁽²⁾ El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020

La tabla que sigue a continuación detalla los resultados de las operaciones de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
2021 ⁽¹⁾	2020	Variación

	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)			
			\$	%
Ingresos netos	72.857,0	47.223,0	25.634,0	54,3
Costo de ingresos	(44.115,3)	(28.626,0)	(15.489,3)	54,1
Resultado bruto	28.741,7	18.597,0	10.144,7	54,6
Gastos de comercialización	(2.796,0)	(1.695,8)	(1.100,2)	64,9
Gastos de administración	(6.609,0)	(2.872,0)	(3.737,0)	130,1
Gastos de exploración	(15,1)	(243,1)	228,0	(93,8)
Recupero por deterioro de activos financieros	(320,9)	65,6	(386,5)	(589,2)
Otros ingresos y egresos operativos	2.530,5	-3.219,2	5.749,7	(178,6)
Resultado operativo	21.531,1	10.632,5	10.898,6	102,5
Resultado de inversiones en asociadas	(2.035,6)	1.945,8	(3.981,4)	(204,6)
Ingresos financieros	1.311,1	213,5	1.097,6	514,1
Costos financieros	(6.061,9)	(6.315,5)	253,6	(4,0)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(3.625,2)	(3.678,4)	53,2	(1,4)
Otros resultados financieros	(9.363,8)	(3.485,3)	(5.878,5)	168,7
Resultado por combinación de negocios	3.147,5	-	3.147,5	100,0
Resultado antes de impuestos	4.903,3	(687,4)	5.590,7	(813,3)
Impuesto a las ganancias	(4.435,7)	749,7	(5.185,4)	691,7
Resultado Neto	467,6	62,3	405,3	650,6
Otros resultados integrales	(4.239,0)	(2.708,3)	(1.530,7)	56,5
Resultado Integral Total	(3.771,3)	(2.646,0)	(1.125,3)	42,5

⁽³⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

Durante el transcurso del ejercicio 2021, la situación fue mejorando paulatinamente luego que el ejercicio 2020 se viera afectado por los efectos de la pandemia COVID-19 que forzó a una reducción de la actividad de perforación en la cuenca Austral. En ese contexto, la Emisora fue capaz de mantener su operación en forma eficiente durante 2021 y recuperar los niveles de producción promedio registrados en forma previa al inicio de la pandemia.

En el mes de junio de 2021, la Emisora adquirió la Subsidiaria a TIPTOP Energy Limited. Dicha compañía posee a través de su sucursal en Argentina participaciones en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos ubicadas en las cuencas Cuyana y Golfo San Jorge. Para más información, ver “*Información de la Emisora – Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición de los activos de Sinopec Argentina*”.

A partir del 1° de julio de 2021 la Emisora consolida las operaciones de la Subsidiaria. La misma aportó una producción promedio de petróleo y gas de 16,2 miles de boe/d, totalizando en el ejercicio 2021 unos 3,0 millones de boe adicionales y un incremento en las ventas de \$20.494,0 millones.

Ingresos netos

Los ingresos por venta de gas ascendieron a \$23.992,8 millones y \$18.191,9 millones al 31 de diciembre de 2021 y 2020 respectivamente, lo que representa un incremento de \$5.800,9 millones o un 31,9% respecto del ejercicio 2020, debido al aumento de los precios promedio, neto de menores cantidades vendidas. Las entregas de gas de la Emisora disminuyeron en 170,9 Mm3 respecto al 2020, lo que representa una disminución del 13,10%, de los cuales un 8,77% corresponde a producción propia y un 4,32% la Emisora como comercializadora. Los precios promedios de venta (sin considerar el programa de incentivos) aumentaron un 42,38% respecto al ejercicio anterior. La variación en los precios promedio de ventas se explica por un aumento real del precio de gas, que en 2021 el precio promedio del gas natural en dólares fue de US\$ 3,32 por

millón de BTU, un 53,47% superior comparado con US\$ 2,16 millones de BTU en 2020, y fue compensado parcialmente por la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación.

Los ingresos por venta de crudo ascendieron a \$32.200,4 millones y \$6.214,2 millones en los años 2021 y 2020 respectivamente, lo que representa un incremento de \$25.896,2 millones o un 418,2% respecto al ejercicio 2020. De este incremento, \$20.020,2 miles corresponden a ventas en el mercado local de la Subsidiaria desde el 1° de julio de 2021 y \$5.966,0 millones a la Emisora, lo que representa un 96,0% de incremento respecto del año 2020. Las entregas de crudo de la Emisora aumentaron un 9,4%, mientras que los precios de venta medidos en pesos se incrementaron un 79,2%. La Emisora exporta la casi totalidad de su producción proveniente de la cuenca Austral. En el ejercicio 2021 el precio promedio de venta de la Emisora en dólares fue de US\$66,53 por barril, un 101,1% superior comparado con US\$ 33,08 por barril en 2020. Esta variación en los precios promedios de venta se originó por la recuperación de los precios internacionales luego de la caída sufrida como consecuencia del impacto de la pandemia del COVID-19 en la economía mundial, la medición comparativa en pesos está afectada por la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación.

Costo de ingresos

El costo de ingresos aumentó en \$15.489,3 millones, o un 54,1%, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con el mismo período terminado el 31 de diciembre de 2020. De este incremento, \$14.745,7 millones corresponden a la consolidación a partir del 1° de julio de 2021 de la Subsidiaria y \$ 743.6 millones a la Emisora, lo que representa un incremento de 2,6% respecto del año 2020. La suba en los costos operativos de la Emisora se explica principalmente por la variación del rubro “Regalías, canon y servidumbre” que se incrementó en \$1.376,6 millones, o un 43% respecto al ejercicio anterior por mayores costos de regalías debido al incremento en la venta del petróleo y gas y mayores costos por canon hidrocarburífero por aplicación de los nuevos valores vigentes a partir del ejercicio 2021 establecidos por el Decreto N° 771/2020, compensado parcialmente por un menor cargo por Depreciación, por menor producción.

Resultado bruto

El resultado bruto de la Emisora aumentó en \$10.144,7 millones, o un 54,6%, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con el mismo período terminado el 31 de diciembre de 2020. El resultado bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$28.741,7 millones, habiéndose obtenido en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 un resultado bruto de \$18.597,0 millones. El margen del resultado bruto fue de 39,4% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y de 39,4% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Este aumento en el resultado bruto durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se debió principalmente a una mejora significativa en los precios medios de venta de petróleo y gas y al incremento del volumen vendido de petróleo.

Gastos de comercialización y de administración

Los gastos de comercialización y administración de la Emisora disminuyeron \$4.837,6 millones, o un 105,9%, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con el mismo período terminado el 31 de diciembre de 2020.

Los gastos de comercialización totalizaron \$2.796,0 millones en el ejercicio 2021, representando un aumento en \$1.100,2 millones es decir un 64,9% respecto al ejercicio anterior. El ejercicio actual incluye \$635,8 millones por la consolidación de la Subsidiaria a partir del 1° de julio de 2021. Sin considerar dicha consolidación, los gastos de comercialización ascendieron a \$2.160,2 millones presentando un incremento del 27,4% comparado con los \$1.695,8 millones registrados en el ejercicio 2020, debido principalmente a: i) mayor cargo por derechos de exportación, que

aumentó \$701,7 millones, o un 275,6% respecto al ejercicio 2020, producto de mayores precios y volúmenes exportados de crudo y a los cambios en las regulaciones aplicables; y ii) por un mayor cargo por impuesto a los ingresos brutos debido al aumento de la facturación en el mercado interno principalmente por la recomposición de los precios de gas. Para más información, ver la nota 38.4 a los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2021.

Los gastos de administración en el ejercicio 2021 totalizaron \$6.609,0 millones en el ejercicio 2021, representando un aumento en \$3.737,0 millones o un 130,1% respecto al ejercicio anterior. El ejercicio actual incluye \$986,8 millones por la consolidación de la Subsidiaria a partir del 1° de julio de 2021. Sin considerar dicha consolidación, los gastos de administración ascendieron a \$5.622,2 millones, representando un incremento del 95,8% comparado con los \$2.872,0 millones registrados en el ejercicio 2020. Los mayores cargos corresponden a incrementos en los rubros de Honorarios y Retribuciones por Servicios y Sueldos y Cargas Sociales, debido a asesoramiento no recurrente y a incrementos en los gastos de personal relacionados principalmente con la adquisición de la Subsidiaria y en menor medida por nuevas incorporaciones. Para mayor información, ver las notas 26 y 27 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Gastos de exploración

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, los gastos de exploración alcanzaron un total de \$15,1 millones. En el ejercicio 2020 los costos de exploración ascendieron a \$243,1 millones y correspondían principalmente a una perforación improductiva en el bloque Piedrabuena.

Otros ingresos y egresos operativos (Gastos)

Los otros ingresos y egresos operativos de la Emisora registraron ganancias por \$2.530,5 millones, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, y pérdidas por \$3.219,2 millones en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. En el ejercicio 2020 la Emisora reconoció un cargo no recurrente por deterioro del valor en ciertos activos de producción y desarrollo de la cuenca Austral por \$2.328,2 millones. Durante el ejercicio 2021 se reconoció una reversión en el cargo de deterioro de esos activos por \$ 2.622,9 millones, basada principalmente en una mejora esperada en los precios del crudo. Asimismo, en el ejercicio 2021 se registró una disminución de \$336,5 millones en los costos generados por la paralización de la actividad de inversión como consecuencia de la pandemia del COVID-19 en comparación con el ejercicio 2020, producto de la normalización paulatina de la actividad. Para más información, ver la nota 5 c) a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Resultado operativo

El resultado operativo de la Emisora aumentó en \$ 10.898,6 millones o 102,5%, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, de un resultado operativo de \$ 10.632,5 millones para el mismo período en 2020, a un resultado operativo de \$ 21.531,1 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. El margen de resultado operativo fue 22,5% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 29,6% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultado de inversiones valuadas bajo el método de la participación

El rubro de Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos totalizó pérdidas por \$2.035,6 millones en el ejercicio 2021 y ganancias por \$ 1.945,8 millones en el ejercicio anterior. La variación de \$3.981,4 millones obedece principalmente a la pérdida registrada por su asociada Gasinvest S.A. en 2021. Las mayores pérdidas del ejercicio actual se corresponden básicamente con el deterioro de los resultados operativos de su subsidiaria TGN, en la que Gasinvest S.A. posee una participación accionaria del 56,3538%, que resultaron afectados negativamente por la

suspensión de los ajustes tarifarios por parte del Estado Nacional, en un contexto de aceleración de la inflación. Para mayor información respecto de los resultados de la participación en sociedades, ver la nota 9 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Ingresos y costos financieros

La pérdida financiera neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, fue de \$17.739,8 millones, \$4.474,0 millones o 33,7% superior que la pérdida neta financiera de \$13.265,8 millones respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Ello se debe principalmente al efecto neto de i) el menor impacto de las diferencias de cambio reales generadas por el endeudamiento en moneda extranjera, debido a la menor variación de la cotización del dólar respecto al peso (en valor nominales), se incrementó un 22,1% en el año 2021, mientras que en el año 2020 había aumentado un 40,5% y la menor evolución de la cotización del dólar respecto de la evolución de la inflación entre ambos ejercicios, menor evolución del 28,9% en el año 2021, mientras que en el año 2020 tuvo una mayor evolución del 4,4%; y ii) el efecto de cancelación de deuda financiera en dólares y mayores egresos financieros. Para mayor información respecto de los resultados financieros, ver la nota 31 a Estados Financieros Anuales Auditados.

Impuesto a las ganancias

La ganancia de la Emisora antes de los impuestos ascendió a \$4.903,3 millones, que resultó en una pérdida de \$4.435,7 millones de ganancias en impuesto a las ganancias por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, comparado con las pérdidas antes de los impuestos de \$687,4 millones que resultaron en \$749,7 millones de ganancia por impuesto a las ganancias para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Resultado del período

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la ganancia del ejercicio ascendió a \$467,6 millones, con respecto a una ganancia de \$62,3 millones del mismo período de 2020. Esta variación se se explica principalmente por las variaciones explicadas anteriormente

Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes y Uso de los Fondos

Las fuentes de liquidez de la Emisora, históricamente, fueron sus flujos de fondos derivados de sus operaciones y su endeudamiento. El uso de los fondos por la Emisora ha sido históricamente destinado a capital de trabajo, inversiones en bienes de capital, adquisiciones y cancelación de deuda. El plan de perforación de la Emisora para 2022 y 2023, que se encuentra sujeto a modificaciones conforme a cambios macroeconómicos, regulatorios y otros factores, incluye inversiones estimadas en el rango aproximado de US\$260 a US\$480 millones en proyectos orientados desarrollar sus reservas y exploraciones. La Emisora prevé que los flujos de fondos proyectados para sus operaciones serán suficientes para fundear la cancelación de su endeudamiento y las inversiones en bienes de capital presupuestadas por la Emisora, así como las necesidades de capital de trabajo. La Emisora está enfocada en optimizar su estructura de capital y obtener fuentes adicionales de financiamiento, en línea con su estrategia de inversiones. A los fines de financiar futuras inversiones en bienes de capital, la Emisora considera la posibilidad de celebrar contratos de *farm-out* u otros convenios similares para inversiones estratégicas de largo plazo que le provean de potencial de crecimiento sin la necesidad de incrementar su apalancamiento financiero.

Flujos de fondos

En el cuadro a continuación se indican los flujos de fondos de la Emisora a las fechas allí indicadas y los flujos netos de fondos utilizados para operaciones, inversiones y financiamiento en los períodos que allí se indican.

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de	
	2021⁽¹⁾	2020
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)	
	(en millones de pesos)	
Flujo de fondos		
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	8.835,3	7.633,3
Flujo neto (utilizado en) generado por operaciones	20.436,0	21.437,6
Flujo neto utilizado en las actividades de inversión	(13.434,9)	(8.929,6)
Flujo neto generado por (utilizado en) las actividades de financiación	5.731,2	(11.017,5)
Resultados financieros generados por el efectivo	(3.830,3)	(288,6)
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al final del ejercicio	17.737,2	8.835,3

⁽¹⁾El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

Variación del flujo de fondos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

Flujo neto generado por actividades operativas

Durante el año 2021, la generación de caja operativa alcanzó los \$20.436,0 millones, o sea un 4,7% menor comparado con el ejercicio anterior. Esta disminución de \$1.001,6 millones se generó por una disminución del capital de trabajo, compensado parcialmente por un mayor EBITDA ajustado. Para más información, ver la nota 6 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Flujo neto (utilizado en) las actividades de inversión

El flujo de efectivo de las actividades de inversión, alcanzó un total de \$13.434,9 millones durante el año 2021, aumentando un 50,5% respecto al ejercicio 2020 principalmente como consecuencia de mayores inversiones en activo fijo, producto de la reactivación de la actividad de perforación luego del impacto sufrido en 2020 por las medidas adoptadas a raíz de la pandemia del COVID-19.

Flujo neto generado por (utilizado en) las actividades de financiación

En el año 2021 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación representó un aumento de fondos por \$5.731,2 millones, principalmente por una mayor toma de deuda neta de pago de capital por \$13.322,8 millones, pago de intereses por \$5.207,7 millones y pago por arrendamientos por \$1.218,3 millones.

Endeudamiento

Ver “—Capitalización y endeudamiento” en esta Sección del Prospecto.

Análisis del Riesgo de Mercado

La Emisora se encuentra expuesta a riesgo de mercado relacionado principalmente a las fluctuaciones de las tasas de interés, los tipos de cambio y el precio de los *commodities*, lo que

puede afectar adversamente el valor de sus activos financieros y pasivos y sus ingresos. Ver la nota 4.1.1 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Riesgo de Tasa de Interés

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora no tenía endeudamiento sujeto a tasas de interés variables

Riesgo de Moneda Extranjera

La exposición de la Emisora a otras monedas extranjeras que no sean el dólar estadounidense no es significativa. Las depreciaciones del peso argentino significativas, la moneda de oferta legal y funcional de la Emisora, frente al dólar estadounidense, la moneda a la que la Emisora se encuentra más expuesta, pueden afectar negativamente los resultados financieros de la Emisora. Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tenía \$52.480,9 millones de endeudamiento financiero denominado en dólares. La potencial pérdida que la Emisora podría registrar por el efecto de una variación hipotética del 10% en el tipo de cambio sobre sus activos y pasivos en moneda extranjera sería de aproximadamente \$5.248,0 millones. La Emisora no tiene actualmente cobertura frente al riesgo de moneda extranjera.

Riesgo Relacionado con el Precio de los Commodities

Durante 2020 y 2021, los resultados derivados del negocio del petróleo y gas de la Emisora constituyeron sustancialmente la totalidad de sus ingresos netos.

En 2021, la Compañía celebró contratos de venta a futuro con fines de cobertura ante las fluctuaciones del precio del petróleo vendido por la misma. Los contratos de venta a futuro fijaron un precio de US\$70 por barril, por el período comprendido entre el 1° de mayo de 2022 y el 31 de diciembre de 2022 por hasta 1.006.368 barriles de crudo Brent.

Operaciones Fuera de Balance

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora no era parte de ningún acuerdo fuera de balance, que no hubieran sido incluidos en sus Estados Financieros Anuales Auditados.

Reconciliación del EBITDA Ajustado

En el siguiente cuadro se indica una conciliación del EBITDA Ajustado con dividendos cobrados y EBITDA ajustado con los resultados de la Emisora conforme a las NIIF para los períodos indicados:

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2021⁽¹⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Resultados netos (Pérdida)	467,6	62,3	6.392,7
Ingresos financieros	(1.311,1)	(213,5)	(125,5)
Costos financieros	6.061,9	6.315,5	3.511,4
Reexpresión por cambios en el poder adquisitivo de la moneda	3.625,2	3.678,4	1.953,0
Otros resultados financieros	9.363,8	3.485,3	1.531,9
Resultado por combinación de negocios	(3.147,5)	-	-
Depreciaciones y amortizaciones	15.015,1	14.314,8	10.630,7
Impuesto a las ganancias	4.435,7	(749,7)	2.423,0
Impuesto a los créditos y débitos bancarios ⁽¹⁾	-	-	-
Gastos de exploración	15,1	243,1	1.271,8
Deterioro del valor de los activos propiedad, planta y equipo	(2.622,9)	2.328,2	1.406,2
Otros ingresos y egresos operativos (netos)	-	-	-

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2021⁽¹⁾	2020	2019
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2021)		(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020)
Ganancias y pérdidas de inversiones valuadas de acuerdo al método de la participación	2.035,6	(1945,8)	(5.198,7)
EBITDA Ajustado (no auditado)	33.938,4	27.518,6	23.796,6
Dividendos cobrados en el período	301,4	1.448,9	1.580,9
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados (no auditado)	34.239,8	28.967,5	25.377,5

⁽¹⁾ Para mayor información sobre el impuesto a los créditos y débitos bancarios, ver la Sección “*Información adicional – Carga tributaria - Impuestos sobre Créditos y Débitos en Cuentas Corrientes*” en este Prospecto.

⁽²⁾ El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria

El EBITDA ajustado está definido como el resultado operativo de los segmentos consolidados (i) menos los ingresos financieros, ganancias e inversiones en efectivo sobre inversiones valuadas bajo el método de la participación, (ii) más los costos financieros, resultados financieros, depreciación y amortización, impuesto a las ganancias, impuesto a las transacciones financieras, gastos de exploración, deterioro del valor de los activos de propiedad, planta y equipo, otras ganancias (pérdidas operativas), pérdidas netas de inversiones valuadas bajo el método de la participación; y (iii) ajustado para reflejar el ajuste por inflación de acuerdo con la NIC 29. El cálculo del EBITDA Ajustado podría no ser comparable con el cálculo aplicado por otras compañías que desarrollan actividades similares.

La gerencia de primera línea de la Emisora utiliza mediciones no requeridas por la NIIF, como el EBITDA Ajustado, entre otras mediciones, para planeamiento interno y análisis de rendimiento. La Emisora considera que este tipo de mediciones provee información útil acerca del rendimiento operativo y financiero de sus operaciones y permite comparaciones período a período sobre una base consistente. La gerencia de primera línea de la Emisora utiliza internamente el EBITDA Ajustado para evaluar el rendimiento operativo por cada período reportado y para asistir en el planeamiento y pronóstico de los resultados operativos futuros. Adicionalmente, los cálculos del EBITDA Ajustado efectuados por la Emisora podrían diferir de los cálculos aplicados por otras compañías, incluyendo competidores del sector de energía, por lo que las mediciones podrían no ser comparables con las de otras compañías del mismo sector.

La Emisora calcula el EBITDA Ajustado como su resultado operativo neto aumentado o disminuido (sin duplicación) por los siguientes rubros:

- disminuido por los ingresos financieros y aumentado por los costos financieros;
- incrementado por otros resultados financieros;
- incrementado por depreciación y amortización;
- incrementado por el impuesto a las ganancias e impuestos a las transacciones financieras;
- incrementado por gastos de exploración;
- incrementado por deterioro del valor de los activos de propiedad, planta y equipo;
- incrementado por otros ingresos (gastos) operativos netos;
- disminuido por ganancias e incrementado por pérdidas derivadas de inversiones valuadas bajo el método de la participación;
- ajustado de acuerdo a la NIC 29.

La Emisora calcula el EBITDA Ajustado con dividendos cobrados como EBITDA Ajustado incrementado por cobro de dividendos de inversiones valuadas bajo el método de la participación (y disminuido por inversiones en efectivo en inversiones valuadas bajo el método de la participación).

Compromisos de inversión de capital

La Emisora reconoce en sus estados financieros los activos, pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en operaciones de inversión de capital, para la explotación y producción de hidrocarburos.

A continuación, se detallan los compromisos mínimos de inversión de la Emisora al 31 de diciembre de 2021:

Cuenca	Área	% de participación	Operador	Duración hasta	Título	Monto(en millones de dólares)
Golfo de San Jorge⁽¹⁾	-	-	CGC	2037	Explotación y Exploración	883,1
Austral	Glencross	87,00	CGC	2033	Explotación	21,3
Austral	Tapí Aike	100,00	CGC	2022	Exploración	9,2
Austral	Paso Fuhr	50,00	CGC	2022	Exploración	25,0
Austral	Piedrabuena	100,00	CGC	2021	Exploración	1,2
Austral	Santa Cruz I (Fracciones A, B, C y D), Santa Cruz II (Fracciones A y B) y Laguna de los Capones.	100,00	CGC	2027	Explotación Exploración	35,9

⁽¹⁾ Compromiso de la Emisora al efecto de extender el plazo de vigencia de las concesiones de explotación de hidrocarburos ubicadas en la Cuenca del Golfo de San Jorge por un plazo adicional de diez años, en los términos de lo previsto por el artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319.

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación, se consigna un breve resumen de ciertas disposiciones significativas del estatuto de la Emisora y la legislación argentina. Esta descripción no pretende ser completa y debe ser leída conjuntamente con los estatutos de la Emisora y la legislación aplicable.

Instrumento constitutivo y estatutos

La Emisora es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la calle Bonpland N° 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue inscripta en el Registro Público de Comercio con fecha 15 de octubre de 1920 bajo el número 136 del Libro 41, Folio 26 de Sociedades Anónimas. La duración de la Emisora será hasta el 1° de septiembre de 2100.

Objeto social de la Emisora

Con fecha 20 de julio de 2017, la Asamblea General extraordinaria de accionistas N° 176 aprobó la reforma al artículo tercero del estatuto social de la Emisora, a partir de la cual el objeto social de la Emisora quedó redactado de la siguiente forma: La sociedad tiene por objeto dedicarse por cuenta propia, de terceros y/o asociada a terceros, a las siguientes operaciones: a) Industriales y Productivas: la exploración, explotación, industrialización, almacenamiento, comercialización, transporte y envasado de productos y subproductos de los hidrocarburos y sus derivados, así como la generación de energía eléctrica cualquiera sea su fuente; explotación e industrialización de productos y subproductos de la madera y sus derivados cualquiera sea su procedencia y destino, incluyendo forestación de tierras y la explotación, fabricación y elaboración de productos y materiales destinados a la industria de la construcción; b) Mineras: mediante la exploración, cateo y explotación de canteras o yacimientos mineros; c) Comerciales: mediante la importación, exportación, compra, venta, permuta, consignación, distribución, transporte, provisión, depósito, comodato y en general comercialización en el mercado nacional o en el extranjero de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la comercialización de energía eléctrica cualquiera sea su fuente a dichos efectos podrá elaborar hidrocarburos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como comercialización de materias primas, mercaderías elaboradas, productos, materiales, maquinarias, repuestos y accesorios, equipos y tecnología; el transporte terrestre, fluvial y marítimo en el país y en el exterior cumpliendo para ello con los requisitos que exijan las disposiciones vigentes en la oportunidad; la explotación y arrendamiento de surtidores y estaciones de servicios en todo el territorio del país, el ejercicio de representaciones, comisiones, consignaciones y servicios; d) Financieras: mediante inversiones o aportes de capital a empresas o sociedades constituidas o a constituirse para negocios o explotaciones presentes o futuras; compra, venta de títulos, acciones y otros valores mobiliarios nacionales o extranjeros, constitución de hipotecas, prendas y otros derechos reales y su transferencia; otorgamiento de fianzas, avales y todo tipo de garantías, así como de créditos, sean estos garantizados o no. Quedan excluidas las operaciones contempladas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso público; e) Inmobiliarias: mediante la compraventa de inmuebles, sean urbanos o rurales, con fines de explotación, renta, fraccionamiento, enajenación, urbanización, construcción y toda operación, incluidas las del régimen de la propiedad horizontal. Para su cumplimiento la sociedad tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con aquel, pudiendo en consecuencia adquirir fondos de comercio, formar sociedades principales o subsidiarias, efectuar funciones, combinaciones u otras comunidades de intereses con otras sociedades y empresas.



Adrián Meszaros
Subdelegado

La reforma del objeto social de la Emisora fue aprobada por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2017-18951-APN-DIR#CNV e inscrita en el Registro Público (IGJ) bajo el número 20440 del libro 86 de Sociedades Anónimas.

Disposiciones estatutarias respecto de los directores y de la comisión fiscalizadora

La dirección y administración de la Emisora estará a cargo de un directorio compuesto del número de miembros que fija la asamblea general ordinaria entre un mínimo de cinco y un máximo de 11 con mandato por dos años, pudiendo ser reelegidos. Por medio de la Asamblea General Extraordinaria N° 166 de fecha 19 de diciembre de 2013, se introdujo el artículo ocho bis al estatuto social en virtud del cual se modificó el número de directores que designará cada clase de accionistas, a saber: los accionistas clase B designarán dos directores titulares y dos directores suplente y los accionistas clase A designarán a los restantes directores titulares y suplentes. La sustitución, revocación o remoción de directores titulares o suplentes compete a la clase que los hubiera designado. El directorio elegirá de su seno un presidente, un vicepresidente que reemplazará al primero en caso de ausencia o impedimento, y un secretario. El directorio funciona válidamente con la presencia de la mayoría absoluta de sus integrantes y resuelve por mayoría de votos presentes. En caso de empate, el voto del presidente o de quien lo reemplace se computará doble. La asamblea fijará anualmente la remuneración del directorio.

El directorio tiene todas las facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquellas para las cuales la ley requiere poderes especiales, conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación (ex artículo 1881 del Código Civil) y artículo 9 del Decreto Ley N° 5965. Puede en consecuencia celebrar en nombre de la Emisora toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social, entre ellos operar con los Bancos de la Nación Argentina, Nacional de Desarrollo, de la Provincia de Buenos Aires, Hipotecario Nacional y demás instituciones de crédito oficiales o privadas, nacional o extranjeras, establecer agencias, sucursales u otra especie de representación, dentro o fuera del país, otorgar a una o más personas poderes judiciales inclusive para querellas criminales o extrajudiciales con el objeto y extensión que juzgue conveniente. Asimismo, estará facultado para disponer cuando lo estime conveniente, la introducción de los títulos y acciones de la Emisora en mercados nacionales y extranjeros y su cotización en bolsas y mercados autorizados, cargando la Emisora con los gastos necesarios.

El estatuto no contiene ninguna disposición relativa a la facultad de los directores de: (a) votar sobre una propuesta, convenio o contrato en el cual el director tenga un interés personal; (b) a falta de quórum independiente, de votar compensaciones para ellos o para cualquier miembro del órgano de administración; y (c) tomar préstamos, con excepción de las facultades de administración y disposición mencionadas en el párrafo precedente. El estatuto tampoco obliga a los directores a retirarse al cumplir una determinada edad ni obliga a que tengan una determinada cantidad de acciones para poder ser directores.

La fiscalización de la Emisora estará a cargo de una comisión fiscalizadora integrada por tres síndicos titulares elegidos por la asamblea, quien además deberá elegir tres síndicos suplentes. Los síndicos durarán en sus funciones un ejercicio, siendo reelegibles. Actuarán en forma colegiada y sesionarán y adoptarán sus resoluciones con la presencia y voto favorable de por lo menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos y atribuciones que la ley acuerda al disidente.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

El artículo 6 del estatuto de la Emisora establece que para el caso de transferencias de acciones por cualquiera de los accionistas clase A a un tercero de buena fe, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la del control de la Emisora, todos o cualquiera de los accionistas clase B tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de la Emisora en los mismos

términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta. Dentro de los diez días corridos posteriores a la notificación de la oferta, los accionistas clase B que ejerzan el derecho de seguimiento, deberán dar indefectiblemente notificación escrita de ello a los accionistas clase A que hubieran cursado la notificación de oferta. Si la sumatoria del número de acciones a ser vendidas por los accionistas clase A y B excediera la cantidad de acciones que el adquirente propuesto estuviera dispuesto a adquirir, la transferencia se realizará en proporción a la participación accionaria de cada accionista vendedor.

El artículo 7 del estatuto de la Emisora establece que para el caso de transferencias de acciones por accionistas clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de venta de la totalidad de las acciones clase A a un tercero de buena fe, y de estar referida la oferta de dicho tercero a la totalidad del capital accionario, los accionistas clase B tendrán la obligación de vender su acciones bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos por el tercero.

No hay disposiciones estatutarias referidas a: (i) el rescate de acciones; (ii) fondo de rescate de acciones; (iii) responsabilidad por otras compras de acciones por parte de la Emisora; y (iv) cualquier disposición discriminatoria contra cualquier tenedor existente o futuro de tales acciones como resultado de la tenencia por tal tenedor, de una cantidad sustancial de acciones de la Emisora.

La liquidación de la Emisora puede ser efectuada por el Directorio o por los liquidadores designados por la asamblea, bajo la vigilancia de los síndicos. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas.

Asambleas de accionistas

El estatuto de la Emisora establece que se puede convocar a Asamblea General ordinaria de accionistas en primera y segunda convocatoria en forma simultánea en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. La Asamblea General ordinaria sesiona con un quórum que represente más de la mitad de las acciones con derecho a voto y resuelve válidamente con una mayoría que represente más de la mitad de las acciones con derecho a voto. Por su parte, las asambleas extraordinarias sesionan con un quórum equivalente a más del 60% de las acciones con derecho a voto y resuelve válidamente con la mayoría de los votos presentes. En asambleas extraordinarias convocadas para los casos previstos en los artículos 70 párrafo 3° y 244 párrafo 4° de la Ley de General de Sociedades, se resuelve tanto en primera como en segunda convocatoria por el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto. La asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, sesiona con quórum que represente cualquier número de acciones presentes con derecho a voto.

Celebración de Directorios y Asambleas a distancia

Con fecha 4 de abril de 2022, la Asamblea de accionistas de la Emisora resolvió la modificación del estatuto social en línea con las propuestas del directorio realizadas en la reunión de fecha 11 de marzo de 2022, a fin de permitir la celebración de asambleas y reuniones de directorio a distancia.

En dicho sentido, las asambleas de la Emisora podrán celebrarse dando cumplimiento a los siguiente requisitos: (i) garantizar la libre accesibilidad de todos los participantes a las reuniones mediante plataformas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video; (ii) garantizar la participación con voz y voto de todos los miembros y de la comisión fiscalizadora; (iii) que la reunión celebrada de este modo sea grabada en soporte digital, cuya copia deberá ser conservada por el representante legal por el término de 5 años, y estar a disposición de cualquier socio que la solicite; (iv) que la reunión celebrada sea transcrita en el correspondiente libro social, dejándose expresa constancia en el acta de asamblea y en el registro de asistencia de las personas que

participaron presencialmente y a distancia; (v) que el acta de asamblea este suscripta por las personas designadas en el acta; y (vi) que en la convocatoria se informe de manera clara y sencilla cuál es el medio de comunicación elegido, el modo de acceso y la documentación requerida a los efectos de permitir dicha participación.

Las reuniones del directorio de la Emisora podrán celebrarse mediante sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video. Para ello, la comisión fiscalizadora dejará constancia de la regularidad de las decisiones adoptadas. A los efectos del quórum se computará a los directores presentes y a los que no se encuentren presentes pero que se hallen comunicados con el directorio por sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video. En las actas de directorio se deberá dejar constancia expresa de los directores presentes y de la cantidad y nombre de los directores comunicados por sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video.

Otras disposiciones

El estatuto no contiene disposiciones en razón de las cuales se deba revelar la propiedad de la tenencia accionaria ni contiene ningún artículo que pueda causar la demora, diferimiento o prevención de un cambio de control de la Emisora, el cual sólo podría operar en caso de fusión, adquisición o reestructuración societaria.

Contratos importantes

Ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que se celebran en el curso ordinario de los negocios, distintos de los detallados en otras secciones de este Prospecto.

Control de Cambios

A continuación, se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado de cambios en Argentina para el ingreso y egreso de divisas. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha de este Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de dichas reglamentaciones que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Ley de Emergencia Económica

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto N° 260/02, el Poder Ejecutivo estableció (i) el Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”), a través del cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras deben ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado entre las partes contratantes y sujetarse a los requisitos y a la

reglamentación que establezca el Banco Central (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

Decreto N° 616/05

El Decreto N° 616/05 dictado por el Poder Ejecutivo el 9 de junio de 2005, estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas físicas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de valores negociables de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero (excluyendo la inversión extranjera directa, es decir, inversiones en inmuebles o que representen al menos un 10% del capital social o votos de una empresa local) y las emisiones primarias de valores negociables de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado en mercados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; debían cumplir los siguientes requisitos: (a) los fondos ingresados sólo podían ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país (el “**Plazo Mínimo de Permanencia**”); (b) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados debía acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (c) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establecieron en la reglamentación (el “**Depósito**”); y (d) el Depósito debía ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo. Cabe aclarar que existían diversas excepciones a los requisitos del Decreto N° 616/2005.

En virtud de las facultades delegadas por el Artículo 5° de dicho Decreto se facultó al Ministerio de Economía y Producción (en la actualidad, el Ministerio de Economía) a modificar, en caso de producirse cambios en las condiciones macroeconómicas, (i) el Plazo Mínimo de Permanencia, y (ii) el porcentaje correspondiente al Depósito.

En este sentido, a través de la Resolución N° 3/2015 de fecha 18 de diciembre de 2015 y la Resolución N° 1/2017, el ex Ministerio de Hacienda redujo de 30% a 0% la alícuota aplicable al referido Depósito y, de manera complementaria, redujo de 365 a 0 días el Plazo Mínimo de Permanencia.

Flexibilización y derogación progresiva de los controles de cambios en la anterior administración

Desde fines del 2015 se fueron introduciendo significativas modificaciones al marco regulatorio cambiario, flexibilizando el régimen cambiario y facilitando el ingreso al MULC, que eliminaron algunas de las restricciones que imperaban, a la vez que redefinieron aspectos importantes del esquema aplicable a algunos tipos de operaciones en el MULC.

A partir de la entrada en vigencia de la Comunicación “A” 6244 (posteriormente modificada por la Comunicación “A” 6312), el 1 de julio de 2017, se liberaron la totalidad de las restricciones de acceso al MULC, redefinido como Mercado Libre de Cambios (“**MLC**”), dejándose sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios, así como aquellas atinentes al ingreso de divisas de operaciones de exportaciones de bienes y los seguimientos asociados a dicho ingreso –entre otras–, las que pasaron a regirse por esta nueva Comunicación, y por las regulaciones modificatorias y complementarias que se dictaron con posterioridad. Asimismo, posteriormente entró en vigencia la Comunicación “A” 6363 del Banco Central, la cual derogó una serie de apartados y secciones correspondientes a las normas sobre

“Exterior y cambios” (texto ordenado según Comunicación “A” 6312), flexibilizando la regulación cambiaria en varios aspectos y adaptándola a lo establecido por el mencionado Decreto. La mencionada Comunicación dejó sin efecto, entre otras, la normativa relacionada con la obligación de liquidar las cobranzas provenientes de las exportaciones de bienes, el seguimiento de anticipos y otras financiaciones de exportación de bienes y el seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones. De la misma forma, mediante el Decreto N° 27/2018 de fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al MLC y reducir los costos que generaba el sistema, se estableció el MLC, reemplazando la figura del MULC. A través del MLC se cursarían las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el Banco Central para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera.

Restablecimiento de restricciones cambiarias

Mediante el DNU N° 609 del 1° de septiembre de 2019 (el “**Decreto 609**”), el Poder Ejecutivo de la Nación restableció el régimen de control de cambios que había sido progresivamente derogado desde 2015. El Decreto 609 fue reglamentado por el Banco Central a través de la Comunicación “A” 6770, dictada en la misma fecha, que luego fue modificada y complementada por las Comunicaciones “A” 6776, 6780, 6782, 6787, 6788, 6792, 6795, 6796, 6799, 6804, 6805, 6814, 6815, 6818, 6823, 6825 y 6838, entre otras. El 5 de diciembre de 2019, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6844 que estableció el texto ordenado de las normas sobre exterior y cambios, el cual ha sido sucesivamente actualizado, incluyendo aclaraciones interpretativas del Banco Central. El último texto ordenado de la normativa cambiaria fue establecido mediante la Comunicación “A” 7422 del 16 de diciembre de 2021 (sus modificatorias y complementarias, las “**Normas sobre Exterior y Cambios**”). Las restricciones que en un comienzo iban a ser efectivas hasta el 31 de diciembre de 2019, se fijaron de forma permanente a través del DNU N° 91/2019 de fecha 28 de diciembre de 2019 y la Comunicación “A” 6854 del Banco Central de fecha 27 de diciembre de 2019.

En Argentina sólo se puede acceder al MLC a través de entidades autorizadas para operar en cambios por el Banco Central (las “**Entidades Autorizadas**”). Toda operación de cambio requiere de un contrato con la Entidad Autorizada interviniente, en el que se debe determinar la naturaleza de la transacción subyacente a la operación de cambio. Se debe poner a disposición del Banco Central las copias de dicho contrato y éste podrá analizarlas y requerir información adicional a las Entidades Autorizadas y sus clientes, a los fines de verificar que los fondos obtenidos en moneda extranjera fueron efectivamente destinados para la realización de la transacción subyacente. Los contratos de cambio son considerados como declaraciones juradas.

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en el Decreto 609 y en las Normas sobre Exterior y Cambios se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario establecido a través de la Ley N° 19.539 (y sus modificatorias, el “**Régimen Penal Cambiario**”).

El Régimen Penal Cambiario establece multas de hasta 10 veces el monto de la operación en infracción para la primera infracción, multas de 3 hasta 10 veces el monto de la operación en infracción o prisión de 1 hasta 4 años en caso de primera reincidencia y prisión de 1 hasta 8 años más el monto máximo de la multa en caso de segunda reincidencia. Asimismo, el Régimen Penal Cambiario establece que los directores, representantes legales, mandatarios, gerentes, síndicos o miembros del consejo de vigilancia que participaron en la operación en infracción son solidariamente responsables por las multas correspondientes.

A continuación se detallan las principales restricciones cambiarias y los requisitos para cursar pagos al exterior.

Requisitos de carácter general para el acceso al MLC para cursar pagos al exterior

El punto 3.16 de las Normas sobre Exterior y Cambios detalla los requisitos de carácter general para cursar pagos al exterior (incluyendo canjes o arbitrajes) a través del MLC, los cuales también resultan aplicables a los pagos correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior. A continuación se detallan las principales restricciones.

Régimen Informativo de Anticipo de Operaciones Cambiarias

Las entidades deberán remitir al Banco Central, al cierre de cada jornada y con una antelación de dos días hábiles, la información sobre operaciones que correspondan a egresos por el MLC – incluyendo aquellas a concretarse a través de canjes o arbitrajes-, a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$10.000, para cada uno de los tres días hábiles contados a partir del primer día informado. No deberán tenerse en cuenta los accesos para la cancelación de financiaciones de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra.

Declaración Jurada respecto a las Tenencias de Activos Externos líquidos

Según lo previsto por el punto 3.16.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios, a fin de cursar pagos al exterior a través del MLC el cliente debe presentar una declaración jurada en la cual se deje constancia que:

- (i) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US\$100.000; y
- (ii) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco 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 2020.

La norma establece que estos requisitos no resultarán de aplicación para los egresos que correspondan a, entre otros supuestos: (i) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente, (ii) 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 (iii) 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.

Según lo previsto por la norma, 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.).

Por su parte, la norma aclara que no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos 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 endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior a US\$100.000, la entidad a través de la cual se curse la operación de cambios también podrá

aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos:

(i) fueron utilizados durante la jornada en que solicita acceso al MLC para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC;

(ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;

(iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones 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 días hábiles desde su percepción; o

(iv) 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. En esta última declaración jurada del cliente deberá dejar constancia del valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descritas en los incisos (i) a (iv) que sean aplicables.

Ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán requerir al cliente la presentación de una declaración jurada 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 concertado ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes; y

(ii) se compromete a no realizar en el país ventas de títulos valores emitidos por residentes con liquidación en moneda extranjera, canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes, a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

En caso que el cliente fuera una persona jurídica, las entidades autorizadas a operar en cambios deberán asimismo requerirle al cliente la presentación de una declaración jurada en la que conste:

(iii) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas del Banco Central sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito”; y

(iv) que en el día que solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales), a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de bienes y/o servicios.

El requisito detallado precedentemente podrá considerarse cumplimentado en caso que el cliente acompañe una declaración jurada por cada persona detallada en el punto (iii) arriba, dejando constancia de lo previsto en los puntos (i) y (ii) precedentes.

Los requisitos indicados precedentemente no serán de aplicación para los egresos que correspondan a, entre otros supuestos: (i) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera

otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (ii) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4 de las Normas sobre Exterior y Cambios en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Por su parte, el punto 4.3.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios establece que aquellas compañías que mantengan pendientes de cancelación financiaci3nes en pesos previstas por la Comunicaci3n “A” 6937 y las normas del Banco Central sobre “Servicios Financieros en el Marco de la Emergencia Sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (Covid-19)”, hasta su total cancelaci3n, no podr3n vender t3tulos valores con liquidaci3n en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior. Id3ntica limitaci3n aplica para aquellas compa1as que sean beneficiarias del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producci3n (ATP) aprobados por el gobierno nacional.

Las Normas sobre Exterior y Cambios aclaran que los requisitos y restricciones detallados precedentemente no ser3n de aplicaci3n en el caso de transferencias de t3tulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de t3tulos de deuda emitidos por el Estado Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. En ese caso, el cliente deber3 comprometerse a presentar la correspondiente certificaci3n por los t3tulos de deuda canjeados.

Cientes incluidos en base de facturas o documentos ap3crifos de la AFIP

El punto 3.16.4 de las Normas sobre Exterior y Cambios dispone que se requerir3 la conformidad del Banco Central para cursar pagos al exterior en el caso de que el cliente sea una persona humana o jur3dica que se encuentra incluida en la base de facturas o documentos calificados como ap3crifos que lleva la AFIP.

La norma aclara que este requisito no ser3 de aplicaci3n para el acceso al MLC para cancelaciones de financiaci3nes en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

Inscripci3n en el registro de informaci3n cambiaria de exportadores e importadores

Las personas humanas y jur3dicas consideradas sujetos obligados por el Banco Central deber3n registrarse en el Registro de Informaci3n Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes. En caso de no revestir el car3cter de sujeto obligado y no estar inscripto en dicho registro, se requerir3 la conformidad previa del Banco Central para cursar pagos al exterior.

Este requisito no ser3 de aplicaci3n para el acceso al MLC para cancelaciones de financiaci3nes en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no reviste el car3cter de sujeto obligado y, por ende, no debe inscribirse en el Registro de Informaci3n Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes.

Deuda financiera

Normas aplicables a los endeudamientos financieros con el exterior

Las Normas sobre Exterior y Cambios establecen la obligaci3n de ingreso y liquidaci3n en el MLC de nuevas deudas de car3cter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1° de septiembre de 2019, como requisito para el posterior acceso al MLC a los efectos de cancelar los servicios de capital e intereses de dichos endeudamientos.

Según lo previsto por el punto 3.5.1 de las Normas sobre Exterior y Cambios, se considerará cumplido el requisito de ingreso y liquidación en los siguientes casos:

- i. los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1° de septiembre de 2019;
- ii. los endeudamientos originados a partir del 1° de septiembre de 2019 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original;
- iii. por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas;
- iv. por la diferencia entre el valor efectivo de emisión y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior colocados bajo la par;
- v. por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en las condiciones de endeudamiento;
- vi. por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 con una vida promedio no inferior a dos años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, que hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios);
- vii. por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros dos años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían durante los primeros dos años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados; y
- viii. por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) 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 debe contar con la conformidad previa del Banco Central; (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los cinco años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres años de la fecha de emisión; (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total; y (v) la totalidad de los fondos suscriptos en el país ha sido liquidado en el MLC.

Por otra parte, para el pago de deudas financieras con el exterior deberá demostrarse, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos” establecido por la Comunicación “A” 6401 del Banco Central (y sus modificatorias y complementarias).

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones descritas en el párrafo anterior, se autoriza el acceso MLC para el pago de los servicios de deudas financieras con el exterior a su vencimiento o con hasta tres días hábiles de anticipación. Cabe destacar que los puntos 3.5.3.2 y 3.5.3.3 de las Normas sobre Exterior y Cambios establecen ciertas flexibilizaciones para el acceso al MLC con anterioridad a la fecha de vencimiento de las cuotas de capital e intereses en el contexto de las

operaciones de reestructuración instrumentadas bajo el punto 3.17 (ver “–Limitaciones para la cancelación de deuda financiera en moneda extranjera – Refinanciación de vencimientos” en este capítulo) o en caso de canjes de títulos de deuda (en este caso sólo se admite la precancelación de intereses), siempre y cuando se cumplan ciertos requisitos establecidos en las normas referidas.

Asimismo, se establece que el acceso al MLC para el pago de servicios de deuda con el exterior también podría ser otorgado a los fiduciarios de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de dicha deuda, en la medida en que se compruebe que el deudor hubiera tenido acceso al MLC para dicho pago.

Por otra parte, las Normas sobre Exterior y Cambios autorizan a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados y a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar tales endeudamientos, a acceder al MLC para adquirir moneda extranjera para la constitución de garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento sujeto al cumplimiento de 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 cancelación, 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 sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales estableciéndose que sólo se autorizará la constitución de las garantías en cuentas abiertas en el exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de financiamiento;
- (c) el monto acumulado no supere el valor del próximo servicio de deuda;
- (d) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior; y
- (e) el banco hubiera verificado la documentación del financiamiento y pueda confirmar que el acceso se realiza en las condiciones mencionadas. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

Asimismo, las Normas sobre Exterior y Cambios autorizan 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 cinco (5) días hábiles al plazo admitido en cada caso; (c) el acceso se realice por un monto diario 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 deberán ser liquidados en el MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

Normas aplicables a las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

Las Normas sobre Exterior y Cambios prohíben 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 o de compra;
- (b) la cancelación a partir de su vencimiento de las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019;
- (c) las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1° de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (b) precedente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;
- (d) las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC;
- (e) las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a dos años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios;
- (f) las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 1° de enero de 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados; y
- (g) la cancelación a partir de su vencimiento de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

Excepciones a la obligación de liquidación

Las Normas sobre Exterior y Cambios prevén ciertas excepciones a la obligación de liquidación de fondos en el MLC (no así su ingreso) provenientes de, entre otros orígenes, deuda financiera externa o emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera con registro público en el país, 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 para la liquidación de los fondos en el MLC que resulte ser aplicable;
- (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa vigente permita el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables;
- (d) si el ingreso de fondos en cuestión correspondiera 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 pre-cancela con la entidad local; y
- (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Limitaciones para la cancelación de deuda financiera en moneda extranjera – Refinanciación de vencimientos

Según lo establecido por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, a los fines de acceder al MLC para la cancelación de vencimientos de capital que operen entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, derivados de endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con contrapartes no vinculadas y de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera (incluyendo, en ambos casos, los endeudamientos de entidades financieras por operaciones propias y excluyendo los endeudamientos otorgados o garantizados por organismos internacionales y agencias oficiales de crédito), se debe presentar al Banco Central un plan de refinanciación ajustado a lo siguiente:

- (i) el monto neto por el cual se accede al MLC en los plazos originales no podrá superar el 40% del capital; y
- (ii) el resto del capital haya sido refinanciado con un nuevo endeudamiento con vida promedio no inferior a dos años, liquidado en el MLC.

El plan de refinanciación deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

Según lo previsto por las Normas sobre Exterior y Cambios, adicionalmente a la refinanciación otorgada por el acreedor original, el esquema de refinanciación también se considerará cumplimentado cuando se acceda al MLC por un monto superior al 40 % del monto del capital que vencía, en la medida que, por un monto igual o superior al excedente, el deudor:

- (i) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; o
- (ii) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 de las Normas sobre Exterior y Cambios; o
- (iii) cuente con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes emitida en el marco del punto 3.18 de las Normas sobre Exterior y Cambios.

La refinanciación obligatoria establecida por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios no será de aplicación en los siguientes casos:

- (i) endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;
- (ii) endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de crédito o garantizados por los mismos;
- (iii) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del MLC;
- (iv) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciamientos de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3 de las Normas sobre Exterior y Cambios;
- (v) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3 de las Normas sobre Exterior y Cambios;

(vi) vencimientos de capital por un monto que no supere la suma de US\$2.000.000 por mes calendario y en el conjunto de las entidades.

Aplicación de cobros de exportaciones a endeudamiento externo

Las Normas sobre Exterior y Cambios admiten la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios al pago de financiamientos y a la repatriación de inversiones directas en proyectos de inversión que generen un aumento en (i) la producción de bienes a ser mayormente colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes; y/o (ii) la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

Los financiamientos deben tener una vida promedio no inferior a un año y haber sido ingresados y liquidados en el mercado libre de cambios a partir del 2 de octubre de 2020. Las repatriaciones sólo estarán permitidas con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, un año después del ingreso del aporte de capital en el MLC.

Asimismo, las Normas sobre Exterior y Cambios admiten los siguientes supuestos de aplicación:

(a) pagos de nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas y suscriptas en moneda extranjera, cuyo capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, siempre que: (a) los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC; y (ii) la vida promedio no sea inferior a un año considerando capital e intereses;

(b) aportes de capital de inversión directa o nuevos endeudamientos destinados al cumplimiento del plan de refinanciación establecido en el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC;

(c) nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, destinadas al cumplimiento del plan de refinanciación establecido en punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, siempre que la vida promedio no sea inferior a los dos años; y

(d) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, en la medida que: (i) su emisión haya tenido lugar a partir del 7 de enero de 2021 y durante la vigencia del punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios; (ii) que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de vencimientos de capital y/o interés de los siguientes dos años por endeudamientos con el exterior cuyo vencimiento final fuese posterior al período previsto en el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios a la fecha de su emisión; y (iii) considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Acumulación de fondos provenientes de exportaciones de bienes y servicios para garantizar la cancelación de vencimientos de deuda financiera externa

Según lo previsto por las Normas sobre Exterior y Cambios, se admite que los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios sean acumulados en cuentas del exterior y/o del país para garantizar la cancelación de vencimientos bajo ciertas operaciones de endeudamiento financiero externo siempre que los fondos del endeudamiento hayan sido ingresados y liquidados a través del MLC.

La acumulación de fondos podrá alcanzar hasta el 125% de los servicios de capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el MLC dentro de los plazos previstos en las normas generales en



la materia. En caso de que la fecha hasta la cual los cobros deben permanecer depositados fuese posterior al vencimiento del plazo para la liquidación de divisas, el exportador podrá solicitar que este plazo sea ampliado hasta el quinto día hábil posterior a dicha fecha.

Acceso al MLC para la constitución de garantías

Las Normas sobre Exterior y Cambios otorgan acceso al MLC para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior respecto de ciertas operaciones de endeudamiento financiero externo concertadas a partir del 7 de enero de 2021 siempre que:

- (a) las compras se realicen en forma simultánea con la liquidación de divisas y/o a partir de fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad local; y
- (b) las garantías acumuladas en moneda extranjera no superen el equivalente al 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores.

Acceso al MLC para el pago de capital e intereses de títulos de deuda con registro en el exterior y suscriptos parcialmente en el país

Las Normas sobre Exterior y Cambios permiten el acceso al MLC a residentes para la cancelación en el exterior de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país, en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) el deudor demuestre al menos una de las siguientes condiciones: (1) ha registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda; o (2) los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior;
- (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los 5 años;
- (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los 3 años de la fecha de emisión;
- (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total; y
- (v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el MLC la totalidad de los fondos suscriptos en el exterior y en el país.

Deuda financiera externa con vinculadas

Según el punto 3.5.7 de las Normas sobre Exterior y Cambios, se establece hasta el 31 de diciembre de 2022 el requisito de conformidad previa del Banco Central para acceder al MLC a fin de cancelar servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor. Este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales ni cuando el cliente cuente con una certificación de aumento de exportaciones de bienes emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.18 de las Normas sobre Exterior y Cambios por el equivalente del monto de capital que se abona.

El punto 3.5.4 de las Normas sobre Exterior y Cambios establece que no será necesaria la conformidad previa del Banco Central para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento del capital de los endeudamientos financieros contraídos con entidades vinculadas del exterior del sector privado no financiero en la medida en que los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años.

Pago de importaciones de bienes y servicios

De acuerdo al punto 10.11 de las Normas sobre Exterior y Cambios (conforme fuera modificado, entre otras, por las Comunicaciones “A” 7375, “A” 7385, “A” 7416 y “A” 7466, emitidas por el Banco Central el 5 de octubre, 28 de octubre y 9 de diciembre de 2021 y el 3 de marzo de 2022, respectivamente), hasta el 31 de diciembre de 2022 el acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes o para la cancelación de capital de deudas originadas en la importación de bienes requiere, como regla general, la conformidad previa del Banco Central, excepto que se verifique alguna de las excepciones especificadas en las Normas sobre Exterior y Cambios. Entre dichas excepciones, las más relevantes son las siguientes:

(i) Los pagos de importaciones realizados a través del MLC desde el 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no superen en más de US\$ 250.000 la suma de: (i) 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; más (ii) el monto de los pagos cursados por el MLC a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por Solicitud Particular o Courier, entre otras operaciones, que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020; más (iii) los pagos cursados en el marco de alguna de las restantes excepciones previstas en las Normas sobre Exterior y Cambios (excepto la mencionada en el punto (ii) siguiente); más (iv) los pagos asociados a bienes donados al Ministerio de Salud de la Nación para fortalecer la capacidad de atención médica o sanitaria del país, según lo previsto en las Normas sobre Exterior y Cambios; menos (v) el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente realizados entre el 1 de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

(ii) Los pagos diferidos de importaciones de bienes que corresponda 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. Las nacionalizaciones de los bienes correspondientes a dichas importaciones no podrán ser computados a los efectos de la aplicación de la excepción mencionada en el punto (i) precedente.

(iii) Los pagos asociados a una operación no comprendida en el punto (ii) anterior, en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o cuenta con una garantía otorgada por las mismas, en la medida que la deuda con tales acreedores se haya originado con anterioridad al 1 de julio de 2020 o surgido de contratos de garantía anteriores a esa fecha.

(iv) Los pagos a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: (a) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y (b) los pagos cursados por esta excepción no superan, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones totales de bienes computables a los efectos del punto (i) precedente en los últimos doce meses calendario cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador.

En caso de configurarse alguna de las excepciones, el importador debe cumplir, adicionalmente, con una serie de requisitos establecidos en las Normas sobre Exterior y Cambios (entre ellos, la presentación de documentación que acredite la existencia de la operación de importación, así como la cantidad, descripción y valor de la mercadería importada).

Por otra parte, el Banco Central dispuso, a través de la Comunicación “A” 7466, incorporarse al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (“**SIMI**”) del que ya participan el Ministerio de

Desarrollo Productivo y la AFIP, pudiendo asignar, para bienes embarcados a partir del 4 de marzo de 2022, dos categorías de SIMI vinculadas con la forma de acceder al mercado de cambios: (i) la Categoría A, la cual implica la posibilidad de acceder al mercado de cambios de forma simplificada; y (ii) la Categoría B, la cual conlleva la necesidad de financiar el pago de la importación respectiva al menos por 180 días contados desde el registro del ingreso aduanero. El Banco Central asignará a cada importador un monto para la Categoría A vinculado al volumen de importaciones de años anteriores.

Asimismo, a través de la mencionada Comunicación el Banco Central dispuso que las entidades financieras, para dar curso a pagos por importaciones en las que sea requisito contar con una declaración SIMI para el registro de ingreso aduanero (y los bienes no queden encuadradas en ciertas posiciones arancelarias que están sujetas al plazo de 180 o 365 días, según el caso, desde el registro de ingreso aduanero para su pago), deberán contar con documentación que les permita verificar que la importación tiene asociada alguna de las siguientes condiciones:

- (i) una declaración SIMI Categoría A en estado “SALIDA”;
- (ii) una declaración SIMI en estado “SALIDA” oficializada hasta el 3 de marzo de 2022;
- (iii) una declaración SIMI Categoría B en estado “SALIDA” y el acceso se produce a partir de los 180 días corridos de la fecha de registro de ingreso aduanero de los bienes;
- (iv) una declaración SIMI Categoría B en estado “SALIDA” y los bienes abonados son bienes de capital;
- (v) una declaración SIMI Categoría B en estado “SALIDA” y los bienes abonados corresponden a kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N° 333/2020 y sus complementarias;
- (vi) una declaración SIMI Categoría B en estado “SALIDA” y los bienes abonados corresponden a bienes sujetos a licencias no automáticas de importación; o
- (vii) una declaración SIMI Categoría B en estado “SALIDA” y se trate de importaciones de bienes realizadas por: a) el sector público, b) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias o c) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

A través de la Comunicación “A” 7488, del 8 de abril de 2022, el Banco Central creó una nueva categoría de SIMI, denominada “Categoría C”, que se suma a las Categorías A y B de SIMI creadas mediante la Comunicación “A” 7466, del 3 de marzo de 2022.

La Categoría C sólo se encuentra disponible para la importación de ciertos bienes detallados en la Comunicación “A” 7488 (entre los cuales se encuentran el café, cacao, caucho, aluminio en bruto, estaño en bruto, leña, entre otros). Asimismo, se requiere a los importadores presentar la siguiente documentación ante la entidad financiera a fin de otorgarle acceso al mercado libre de cambios:

- (i) una certificación de auditor externo respecto de que, de concretarse la operación, las existencias de las materias primas y/o de los bienes intermedios o finales elaborados a partir de éstas no superarán los niveles que se requiere para su actividad normal; y
- (iii) una declaración jurada del importador en la que deje constancia de que el importador ni las empresas de su grupo económico han rechazado participar o, en su caso, incumplido, los acuerdos de precios propuestos por el Gobierno Nacional.

El monto de cada Categoría C se basa en el asignado en la Categoría A correspondiente al importador, siendo equivalente a la diferencia entre el límite asignado a la Categoría A y el mayor de los dos montos considerados por el BCRA a los efectos de establecer dicho límite. El monto de la Categoría C se devenga proporcionalmente a lo largo del año en curso.

En primer lugar, incorporó una nueva excepción al régimen temporario de pago de importaciones vigente hasta el 31 de diciembre de 2022. En este sentido, dispuso que no se requerirá conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC cuando se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente que se realice con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior, en tanto la fecha de vencimiento de la financiación otorgada sea, cuanto menos, 15 días posteriores a la fecha estimada de arribo de los bienes a la Argentina.

A su vez, estableció que la cancelación de líneas comerciales del exterior aplicadas a partir del 6 de mayo de 2022 a financiar pagos de importaciones de bienes realizados haciendo uso de la excepción mencionada en el párrafo anterior, no requerirá la conformidad previa del BCRA siempre que la fecha de vencimiento establecida sea, cuanto menos, 15 días posteriores a la fecha estimada de arribo de los bienes al país, y el importador se comprometa, salvo situaciones de fuerza mayor ajenas a su voluntad, a concretar el registro de ingreso aduanero de los bienes dentro de los 15 días corridos del arribo de estos al país.

En segundo lugar, la Comunicación 7507 flexibilizó los requisitos aplicables para el pago de importaciones de productos farmacéuticos o sus insumos. En esta línea, podrán abonarse importaciones de este tipo de bienes a la vista, en forma diferida (en plazos inferiores a los 180 días desde el registro de ingreso aduanero previstos para la categoría B), sin que resulten aplicables los cupos de la Categoría A (ver novedad legal de la Comunicación “A” 7466 del BCRA).

Por último, incrementó de US\$250.000 a US\$2.000.000 el monto máximo por el cual se puede considerar cumplimentado el seguimiento de un permiso de embarque por los montos abonados localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera.

Con fecha 19 de mayo de 2022, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7516, mediante la cual se incorporaron nuevas excepciones aplicables a declaraciones SIMI categorías “B” y “C”.

En este sentido, no aplicará la regla general de prohibir el acceso al MLC dentro de los 180 días corridos de la fecha de registro de los bienes, cuando se trate del pago de importaciones de productos farmacéuticos y/o insumos utilizados para la producción local de los mismos, del pago de importaciones de ciertos bienes destinados a la elaboración local de bienes necesarios para la construcción de obras de infraestructura contratadas por el sector público nacional, o del pago de importaciones de insumos que serán utilizados para la producción local de bienes destinados a la exportación. A su vez, las excepciones mencionadas también eximirán a los importadores del cumplimiento del monto máximo previsto en el T.O. del BCRA sobre Exterior y Cambios, y del plazo de diferimiento de 90 días para las importaciones de fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos utilizados para la elaboración local de los mismos.

Asimismo, la Comunicación “A” 7516 amplió el alcance de la excepción que permite acceder al MLC para realizar pagos de importaciones de bienes sin la conformidad previa a través de la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior que cumpla con los requisitos previstos en el punto 3.19 de las Normas de Exterior y Cambios, a aquellos pagos de capital con



anterioridad al vencimiento de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios, en la medida en que: (1) la deuda cuyo capital se cancele a través del MLC califique como “deuda comercial” conforme al punto 10.2.4 de las Normas de Exterior y Cambios; y (2) la vida promedio del nuevo endeudamiento financiero sea de como mínimo dos años mayor que la vida promedio remanente de la deuda que se precancela.

Con respecto a la importación de servicios, de acuerdo a lo establecido en el punto 3.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios, los residentes argentinos tienen acceso al MLC para el pago de servicios prestados por no residentes que sean contrapartes no vinculadas del deudor, en la medida que: (i) se cuente con documentación que permita avalar la existencia del servicio; y (ii) de conformidad con la Comunicación “A” 7433 del Banco Central emitida el 6 de enero de 2022, se cuente con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) creado por la AFIP mediante Resolución General N° 5135/2022, en estado “Aprobada”. A través del SIMPES la AFIP verificará el cumplimiento de los deberes fiscales y la capacidad económica financiera del solicitante mediante el “Sistema de Capacidad Económica Financiera” (Sistema CEF), establecido por la Resolución General N° 4294 de la AFIP. El cumplimiento de este último requisito admite ciertas excepciones enumeradas en la Comunicación “A” 7433 (tales como el pago de servicios de fletes, de transporte de pasajeros, de turismo y viajes, de salud, entre otros).

En el caso de deudas comerciales originadas en la prestación de servicios por no residentes, se permite el acceso al MLC a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos” establecido por la Comunicación “A” 6401 del Banco Central, sus modificatorias y complementarias.

Para el pago de servicios a contrapartes vinculadas no residentes, las Normas sobre Exterior y Cambios requieren, como regla general, la conformidad previa del Banco Central para el acceso al MLC, salvo que se configure alguna de las excepciones especificadas en el punto 3.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios.

De manera complementaria a los regímenes de pago de importaciones de bienes y servicios descriptos precedentemente, el punto 3.19 de las Normas de Exterior y Cambios establece que no se requerirá la conformidad previa del Banco Central para acceder al MLC para realizar los siguientes pagos: (i) pagos de importaciones de bienes; y (ii) pagos de servicios a contrapartes vinculadas, en la medida que sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

(i) se registren liquidaciones a través del MLC de nuevos endeudamientos financieros del exterior que (1) no tengan una vida promedio inferior a los 2 años, y (2) no registren vencimientos de capital como mínimo hasta 3 meses después de su liquidación en el MLC;

(ii) la entidad por la cual se haya efectuado la liquidación de los fondos emita una certificación que acredite el cumplimiento de los requisitos precedentes, indicando el monto por el cual se tendrá acceso al MLC, el cual no podrá superar el monto ingresado y liquidado por el MLC a partir del 27 de agosto de 2021 en virtud del nuevo endeudamiento financiero del exterior;

(iii) La suma de los montos correspondientes a todas las certificaciones emitidas bajo este mecanismo no supere US\$10 millones por año calendario (incluyendo a la certificación que se solicita);

(iv) los fondos provenientes del nuevo endeudamiento financiero con el exterior no sean utilizados para: (1) la precancelación de capital e intereses de otro endeudamiento financiero externo, (2) la precancelación de otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales, (3) la refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda

extranjera hasta el 31 de diciembre de 2022 en el marco del plan de refinanciación obligatoria previsto en las normas del Banco Central.

A su vez, el nuevo endeudamiento financiero no podrá ser cancelado mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios. Finalmente, la certificación podrá ser utilizada dentro de los cinco Días Hábiles de la liquidación de los fondos del nuevo endeudamiento financiero con el exterior.

Operaciones con títulos valores

El 12 de agosto de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7340 que estableció que las operaciones de compraventa de títulos valores que se realicen con liquidación en moneda extranjera deberán abonarse (i) mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales; y (ii) contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. En ningún caso se permite la liquidación de estas operaciones mediante el pago en efectivo (billetes en moneda extranjera) o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

Con fecha 3 de marzo de 2022, mediante Resolución General N° 923/2022, la CNV derogó el límite de 50.000 nominales para la operación de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo. Asimismo derogó lo previsto por la Resolución General N° 907/2021 (conforme fuera modificada por la Resolución General N° 911/2021) de la CNV que preveía que sólo se podía dar curso a las órdenes para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o realizar transferencias de valores negociables desde o hacia entidades depositarias del exterior, si: (i) en los 30 días corridos anteriores no se habían concertado operaciones de venta de valores negociables nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local, con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo; y (ii) existía una manifestación fehaciente de no concertar tales operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, a partir del momento en que se liquidaban las referidas operaciones y por los 30 días corridos subsiguientes.

Relevamiento de activos y pasivos externos

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, terrenos e inmuebles.

Todas las personas jurídicas o humanas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán declarar el Relevamiento de Activos y Pasivos. Aquellos declarantes para los cuales 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.

Los plazos máximos para la declaración son de: (i) 45 días corridos desde el cierre del trimestre calendario de referencia, para las declaraciones trimestrales; y (ii) 180 días corridos desde el cierre del año calendario de referencia, para las presentaciones anuales. La fecha exacta de vencimiento varía según el número de CUIT del declarante según lo previsto por la Comunicación “B” 12006.

Otras regulaciones relevantes en materia cambiaria

Mediante la Resolución General N° 836/2020 de la CNV, se dispuso que los Fondos Comunes de Inversión en pesos deberán invertir al menos el 75% de su patrimonio en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en la República Argentina exclusivamente en moneda nacional. Al respecto, la Resolución General N° 838/2020 aclaró que dicha norma no es aplicable a las inversiones realizadas en activos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integren y paguen en Pesos y cuyos intereses y capital se cancelen exclusivamente en Pesos.

Por medio del Criterio Interpretativo N° 71 (en relación con la Resolución General N° 836/2020) la CNV estableció que sólo podrán efectuarse nuevas inversiones en activos emitidos en moneda extranjera en la medida que la sumatoria de los activos citados en el artículo 78 de la Sección XV del Capítulo III del Título XVIII de las Normas de la CNV y el resto de los activos emitidos en una moneda distinta a la de Pesos no exceda el 25% del patrimonio del fondo común de inversión del que se trate.

Mediante la Resolución General N° 895/2021, la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un día hábil contado a partir de su acreditación en el agente depositario. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en pesos a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV.

Los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Por otra parte, el artículo 5 de la Resolución General N° 871/2020 de la CNV (sus modificatorias y complementarias) estableció que, en las operaciones de cartera propia, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la Argentina bajo ley local, por parte de las subcuentas cuyos titulares revistan el carácter de inversores calificados, se deberá observar lo siguiente:

(i) para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en pesos no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en dicha moneda, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente;

(ii) para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y

(iii) para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.

Pagos a No Residentes de Garantías Financieras

El 30 de septiembre de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7374 que estableció que las entidades financieras locales podrán acceder al MLC a fin de realizar pagos a no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1° de octubre de 2021, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones:

(i) el otorgamiento de la garantía haya sido un requisito para la concreción de un contrato de obras provisión de bienes y/o servicios que implicaba, en forma directa o indirecta, la realización de exportaciones de bienes y/o servicios de residentes argentinos;

(ii) la garantía se emite por pedido del residente que proporcionará los bienes o servicios y está asociada al cumplimiento de los contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por su parte o por una empresa no residente bajo su control que tendrá a su cargo la ejecución del contrato;

(iii) la contraparte del mencionado contrato es un no residente no vinculado con el residente que exportará los bienes y/o servicios;

(iv) el beneficiario del pago es la contraparte no residente o una entidad financiera del exterior que haya otorgado garantías por el fiel cumplimiento de contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por parte del exportador o una empresa no residente que controla;

(v) el monto de la garantía que otorga la entidad financiera local no supera el valor de las exportaciones de bienes y/o servicios que realizará el residente a partir de la ejecución del contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios; y

(vi) el plazo de vigencia de la garantía no excede los 180 días corridos de la fecha de embarque de bienes locales o finalización de la prestación de servicios, relacionados con el contrato objeto de la garantía.

Lo dispuesto por la Comunicación “A” 7374 se encuentra actualmente reflejado en el punto 3.20 de las Normas sobre Exterior y Cambios.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos

Conforme al punto 3.8 de las Normas sobre Exterior y Cambios, las personas humanas residentes pueden acceder al MLC para la formación de activos externos, la remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados, sin la conformidad previa del Banco Central, en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

(i) el cliente no supera, en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados, el equivalente a US\$ 200, neto de las deducciones que corresponda aplicar por ciertas operaciones enumeradas en las Normas sobre Exterior y Cambios (por ejemplo, la compra de moneda extranjera para ser aplicada simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con créditos hipotecarios, los retiros de efectivo o consumos con tarjetas de débito realizados en el exterior con débito en cuentas locales en pesos del cliente);

- (ii) la operación se cursa con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a US\$ 100 en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados;
- (iii) el cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente;
- (iv) el cliente se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes;
- (v) el cliente no registre financiaciones pendientes de cancelación que correspondan a refinanciamientos previstas en las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)” o en las Comunicaciones “A” 6937 y “A” 7006 del Banco Central, “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero 2021”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”;
- (vi) el cliente no es beneficiario en materia de actualización del valor de la cuota en el marco de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias;
- (vii) el cliente no reviste el carácter de funcionario público nacional a partir del rango de Subsecretario de Estado (o rango equivalente) ni es miembro de los directorios de los bancos públicos nacionales o del Banco Central;
- (viii) el cliente no se encuentra alcanzado por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y el Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020;
- (ix) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente; y
- (x) la entidad ha constatado en el sistema “online” implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el Banco Central.

Carga Tributaria

El siguiente es un resumen de las principales consecuencias tributarias en Argentina derivadas de la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Programa y se basa en las leyes impositivas de Argentina y sus reglamentaciones, según se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto, y están sujetas a cualquier modificación posterior de las leyes y reglamentaciones argentinas que entren en vigencia después de dicha fecha.

Si bien se considera que este resumen constituye una interpretación adecuada de las leyes vigentes a la fecha de este Prospecto, no puede garantizarse que los tribunales o las autoridades fiscales a cargo de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación. Cabe destacar asimismo que las leyes impositivas argentinas han sido objeto de muchas modificaciones en el pasado y que dichas leyes pueden estar sujetas a reordenamientos, revocación de exenciones, restablecimiento de impuestos y otras modificaciones que reduzcan o eliminen el retorno de la inversión.

Beneficios impositivos: requisitos.

Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables

Según se describe más adelante, el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y el artículo 26 inciso u) de la Ley de impuesto a las ganancias (t.o. 2019, la “**Ley de Impuesto a las Ganancias**”) establecen ciertos beneficios impositivos para las obligaciones negociables siempre que se cumplan las siguientes condiciones y obligaciones, establecidas por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables:

- (i) las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) que la emisora garantice la aplicación de los fondos a obtener mediante la colocación de las obligaciones negociables, 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 del 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 a través del prospecto; y
- (iii) la emisora deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones que ésta determine, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Colocación mediante oferta pública. Valor mínimo de suscripción

De acuerdo a lo establecido por las Normas de la CNV, los principales requisitos para la colocación primaria de valores negociables por oferta pública son los siguientes:

- (i) los emisores deberán confeccionar un prospecto, o suplemento de prospecto, según corresponda, en el que se detallen los esfuerzos de colocación, los que deberán acreditarse ante las autoridades correspondientes, si así fuera requerido. La autorización de la CNV para la oferta pública de las obligaciones negociables no será suficiente para que la Emisora sea beneficiaria de los beneficios fiscales;
- (ii) los emisores podrán celebrar con los agentes que intervendrán en la oferta un contrato de colocación. En ese caso, sólo los agentes registrados ante la CNV a tales efectos podrán celebrar un contrato de colocación con el emisor. El requisito de oferta pública previsto por la Ley de Mercado de Capitales se considerará cumplido, siempre y cuando el agente registrado coloque los valores negociables autorizados para su oferta pública y utilice el procedimiento de colocación primaria para la venta de valores negociables, de acuerdo a lo previsto en el contrato de colocación. El agente deberá acreditar a la entidad emisora, la colocación primaria de los valores negociables mediante subasta o licitación pública o formación de libro (*book building*), según sea el caso, y la emisora deberá conservar dicha documentación para la procedencia de los beneficios impositivos previstos legalmente. Los derechos creditorios representativos del mutuo otorgado a la emisora que celebró el contrato de suscripción previa a la autorización de oferta pública, no pueden ser objeto de negociación secundaria en mercado alguno; y
- (iii) publicación de la versión definitiva del prospecto y de cualquier documento complementario requerido por las Normas de la CNV, según el tipo de valor negociable de que se trate, al menos tres (3) días hábiles bursátiles previos al inicio de la subasta o licitación, que deberá contener, al menos la siguiente información: (a) tipo de instrumento; (b) monto o cantidad ofertada indicando

si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (c) unidad mínima de negociación del instrumento, precio (aclarando si es un precio fijo o un rango sujeto con un mínimo y un máximo) y múltiplos; (d) fecha de vencimiento; (e) amortización; (f) forma de negociación; (g) comisión de negociación primaria; (h) información sobre las fechas y horarios para la recepción de las ofertas o manifestaciones de interés (según corresponda) y para retirar las ofertas o manifestaciones de interés, de corresponder; (i) definición de las variables que podrán incluir precio, tasa de interés, rendimiento u otras variables, y la forma de adjudicación; (j) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación que intervendrán en la oferta; (k) método de colocación que podrá ser, a elección del emisor, mediante subasta o licitación pública o por formación de libro (*book building*); y (l) el prospecto y los documentos complementarios deberán publicarse en la AIF de la CNV, en la página web institucional de los mercados donde se listen o negocien los valores negociables, y en la página web institucional del emisor.

De acuerdo al artículo 5, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, las emisiones de obligaciones negociables deberán prever un monto mínimo de suscripción que no deberá superar los pesos veinte mil (\$20.000) o su equivalente en otras monedas, salvo que sea de aplicación el régimen previsto por el Banco Central (Comunicación “A” 3046, modificatorias y complementarias) o que esté dirigida a inversores calificados.

Artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables

El artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que la entidad emisora podrá deducir en el impuesto a las ganancias en cada ejercicio la totalidad de intereses y actualizaciones devengados por la obtención de los fondos provenientes de la colocación de las obligaciones negociables que cuenten con autorización de la CNV para su oferta pública. Asimismo, serán deducibles los gastos y descuentos de emisión y colocación. La CNV declarará inaplicable este beneficio impositivo a toda solicitud de oferta pública de obligaciones negociables, que por el efecto combinado entre sus descuentos de emisión y tasa de interés a pagar represente para la entidad emisora un costo financiero desproporcionado con relación al prevaleciente en el mercado para riesgos y plazos similares.

Asimismo, el artículo 51, Sección V, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV establece que dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de suscripción de cada clase o serie, las emisoras deberán presentar ante la CNV la documentación allí indicada, incluyendo un informe de contador público independiente en relación con lo dispuesto por el artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables. También de conformidad con el artículo 52, Sección V, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, en caso que las emisoras presenten la documentación antes referida con posterioridad a la colocación de la clase o serie, la CNV se pronunciará respecto de la exención del artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables dentro de los cinco días de recibida la totalidad de dicha documentación. No habiendo pronunciamiento expreso en contrario, o no habiéndose requerido información adicional a la emisora en ese plazo, se presumirá aplicable el beneficio fiscal.

Incumplimiento requisitos: artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables

De acuerdo al artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, cuando la emisora no cumpla con las condiciones u obligaciones previstas en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones

Negociables, y sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder de acuerdo con la Ley N° 11.683 (t.o. 1998, sus modificatorias y complementarias), decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en la Ley de Obligaciones Negociables y la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubieran correspondido al inversor. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del impuesto a las ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias.

(I) Tratamiento aplicable a los intereses derivados de la colocación de las Obligaciones Negociables

A) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 4 de la Ley 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra en vigor tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

B) Personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales

Los intereses obtenidos por una persona humana o entidad residente del exterior a los fines fiscales (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encontrarán exentas del impuesto a las ganancias en tanto se encuentren cumplidas las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y, siempre que el Beneficiario del Exterior no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, de acuerdo a las previsiones del artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley 23.576. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Asimismo, el artículo 26, inciso u de la Ley de Impuesto a las Ganancias prevé que se encuentran exentos del impuesto a las ganancias los rendimientos que reciban las personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales provenientes de obligaciones negociables en la medida que sean colocados por oferta pública y no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

En relación a esta exención se establece que 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 (de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

Si el beneficiario extranjero es residente en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provienen de una jurisdicción no cooperante, los ingresos por el pago de intereses de las obligaciones negociables estarán sujetos a una retención en concepto de Impuesto a las Ganancias a una tasa efectiva del 15,05% o del 35%. Estas tasas efectivas son el resultado de aplicar la alícuota del 35% sobre (i) el 43% de la base neta presunta de los montos pagados, lo

que daría una tasa efectiva del 15,05%, cuando la emisora es una sociedad argentina y el tenedor es una entidad financiera o bancaria no residente bajo la supervisión del banco central o del organismo equivalente que corresponda, que (a) está domiciliada en una jurisdicción que no se la considera de baja o nula tributación; o (b) en el caso de jurisdicciones que han suscripto acuerdos de intercambio de información con Argentina y que, adicionalmente, bajo sus normas internas no pueden aludir secreto bancario o bursátil ante el requerimiento de la agencia tributaria correspondiente; o (ii) el 100% de la base neta presunta, lo que daría una tasa efectiva del 35%, en caso que no se cumplan las condiciones del punto (i).

C) Sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias

De acuerdo con el artículo 4 del Decreto 1076/1992 la exención prevista por el apartado 4 del artículo 36 bis no resulta aplicable para los sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las sociedades anónimas – incluidas las sociedades anónimas unipersonales, las sociedades en comandita por acciones, las sociedades por acciones simplificadas del título III de la Ley N° 27.349, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1° de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones de la Ley N° 24.441 -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 de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del impuesto a las ganancias (los “**Sujetos Excluidos**”).

En consecuencia, los intereses se encuentran gravados a la alícuota del Impuesto a las Ganancias corporativo actualmente en vigencia para estas entidades residentes, la cual varía del 25% al 35% dependiendo de las ganancias netas imponibles. Para el 2021, la tasa máxima del 35% aplica por ganancias que excedan los \$50 millones por ejercicio. A partir del 1° de enero de 2022, el monto de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente de acuerdo a la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

(II) Ganancia de capital

A) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley N° 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compra-venta, cambio, permuta, conversión y disposición de obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Asimismo, de conformidad con el último párrafo del artículo 26, inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias -modificado por la Ley de Solidaridad - se encuentran exentos del impuesto los resultados que obtengan las personas humanas y sucesiones indivisas provenientes de su

compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias. Este beneficio sólo resultará de aplicación en la medida en que las operaciones hubieren sido efectuadas en mercados autorizados por ese organismo bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas; y/o sean efectuadas a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizados por la CNV.

Respecto las obligaciones negociables que no estuvieran exentas bajo las prescripciones anteriores, de acuerdo con el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina se encuentran 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).

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en la Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en la Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

La ley del impuesto establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas físicas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase.

B) Beneficiarios del exterior

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley N° 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compra-venta, cambio, permuta, conversión y disposición de obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Ley de Impuesto a las Ganancias también establece 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 virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes 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 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento Tributario N° 11.683 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 ingresos a fiscos extranjeros.

Cuando se trate de una enajenación de obligaciones negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, resultarán aplicables las disposiciones contenidas en el inciso h) y en el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del impuesto a las ganancias, y la alícuota establecida en el artículo 98 de la ley del gravamen (i.e., 5% en caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste o 15% en caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

El inciso h) del artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el 90% de las sumas pagadas a los tenedores no argentinos se presumen ganancia neta de fuente argentina. Por su parte, de conformidad con el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del impuesto a las ganancias, los Beneficiarios del Exterior podrán optar, para la determinación de la ganancia neta sujeta a retención, entre la presunción dispuesta precedentemente o la suma que resulte de deducir del beneficio bruto pagado o acreditado, los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como también las deducciones que la Ley del impuesto a las ganancias admite, y que hayan sido reconocidas expresamente por la Administración Federal de Ingresos Públicos.

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 del beneficiario 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 artículo 252 del Decreto N° 862/2019 y Resolución General (AFIP) 4227/2018 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.

Asimismo, de conformidad con el artículo 250 del Decreto N° 862/2019, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, a la ganancia obtenida por un Beneficiario del Exterior que resida en jurisdicciones no cooperantes o cuando los fondos utilizados para la inversión provengan de jurisdicciones no cooperantes derivada de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables.

C) Sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias


Los Sujetos Excluidos están sujetos al impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables a la alícuota actualmente en vigencia para estas entidades residentes, la cual varía del 25% al 35% dependiendo de las ganancias netas imponibles. Para el 2021, la tasa máxima del 35% aplica por ganancias que excedan los \$50 millones por ejercicio. A partir del 1° de enero de 2022, el monto de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente de acuerdo a la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por los Sujetos Excluidos se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. Con respecto a las adquisiciones o inversiones realizadas a partir del 1 de enero del 2018, el costo de adquisición podrá ser actualizado utilizando el índice de Precios al Consumidor Nivel General.

(III) Definición de Jurisdicciones No Cooperantes.

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” a 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.

De acuerdo con el Decreto 862/2019, artículo 24 las siguientes jurisdicciones son consideradas como “no cooperantes”: 1. Bosnia y Herzegovina; 2. Brecqhou; 3. Burkina Faso; 4. Estado de Eritrea; 5. Estado de la Ciudad del Vaticano; 6. Estado de Libia; 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 8. Estado Plurinacional de Bolivia; 9. Isla Ascensión; 10. Isla de Sark; 11. Isla Santa Elena; 12. Islas Salomón; 13. Los Estados Federados de Micronesia; 14. Mongolia; 15. Montenegro; 16. Reino de Bután; 17. Reino de Camboya; 18. Reino de Lesoto; 19. Reino de Suazilandia; 20. Reino de Tailandia; 21. Reino de Tonga; 22. Reino Hachemita de Jordania; 23. República Kirguisa; 24. República Árabe de Egipto; 25. República Árabe Siria; 26. República Argelina Democrática y Popular; 27. República Centroafricana; 28. República Cooperativa de Guyana; 29. República de Angola; 30. República de Bielorrusia; 31. República de Botsuana; 32. República de Burundi; 33. República de Cabo Verde; 34. República de Costa de Marfil; 35. República de Cuba; 36. República de Filipinas; 37. República de Fiyi; 38. República de Gambia; 39. República de Guinea; 40. República de Guinea Ecuatorial; 41. República de Guinea-Bisáu; 42. República de Haití; 43. República de Honduras; 44. República de Irak; 45. República de Kenia; 46. República de Kiribati; 47. República de la Unión de Myanmar; 48. República de Liberia; 49. República de Madagascar; 50. República de Malawi; 51. República de Maldivas; 52. República de Malí; 53. República de Mozambique; 54. República de Namibia; 55. República de Nicaragua; 56. República de Palaos; 57. República de Ruanda; 58. República de Sierra Leona; 59. República de Sudán del Sur; 60. República de Surinam; 61. República de Tayikistán; 62. República de Trinidad y Tobago; 63. República de Uzbekistán; 64. República de Yemen; 65. República de Yibuti; 66. República de Zambia; 67. República de Zimbabue; 68. República del Chad; 69. República del Níger; 70. República del Paraguay; 71. República del Sudán; 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 73. República Democrática de Timor Oriental; 74. República del Congo; 75. República Democrática del Congo; 76. República Democrática Federal de Etiopía; 77. República Democrática Popular Lao; 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 79. República Federal de Somalia; 80. República Federal Democrática de Nepal; 81. República Gabonesa; 82. República Islámica de Afganistán; 83. República Islámica de Irán; 84. República Islámica de Mauritania; 85. República Popular de Bangladés; 86. República Popular de Benín; 87. República Popular Democrática de Corea; 88. República Socialista de Vietnam; 89. República Togolesa; 90. República Unida de Tanzania; 91.



Adrián Meszaros
Subdelegado

Sultanato de Omán; 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 93. Tristán da Cunha; 94. Tuvalu; y 95. Unión de las Comoras.

(IV) Emisión de obligaciones negociables en Unidades de Valor Adquisitivo (UVA) o Unidades de Valor o Unidades de Vivienda (UVI).

Los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, que no estuvieran exentas de acuerdo a las prescripciones anteriores, se encuentran gravados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 15%, de acuerdo a lo previsto por el artículo 98 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en la Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en la Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. Las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Cuando se trate de una enajenación de obligaciones negociables realizada por Beneficiarios del Exterior que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes y que no califique como exenta, será aplicable la alícuota del 15% establecida en el artículo 98 de la ley del gravamen. Asimismo, serán aplicables las disposiciones establecidas por el inciso h) y el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

El inciso h) del artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el 90% de las sumas pagadas a los tenedores no argentinos se presumen ganancia neta de fuente argentina. Por su parte, de conformidad con el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del impuesto a las ganancias, los Beneficiarios del Exterior podrán optar, para la determinación de la ganancia neta sujeta a retención, entre la presunción dispuesta precedentemente o la suma que resulte de deducir del beneficio bruto pagado o acreditado, los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como también las deducciones que la Ley del impuesto a las ganancias admite, y que hayan sido reconocidas expresamente por la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Los rendimientos provenientes de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en la Argentina, y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, que no estuvieran exentas de acuerdo a las prescripciones anteriores, se encuentran gravados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 15%, de acuerdo a lo previsto por el artículo 95 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

Cuando se trate de rendimientos de obligaciones negociables obtenidas por Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes y que no califique como exenta, será aplicable la alícuota del 15% establecida en el artículo 95 de la ley del gravamen. Asimismo, serán aplicables las disposiciones establecidas por el inciso c) del artículo 104 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

El inciso c) del artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que se presume ganancia neta de fuente argentina (i) el 43% de los intereses pagados cuando la emisora es una sociedad argentina y el tenedor es una entidad financiera o bancaria no residente bajo la

supervisión del banco central o del organismo equivalente que corresponda, que (a) está domiciliada en una jurisdicción que no se la considera de baja o nula tributación; o (b) en el caso de jurisdicciones que han suscripto acuerdos de intercambio de información con Argentina y que, adicionalmente, bajo sus normas internas no pueden aludir secreto bancario o bursátil ante el requerimiento de la agencia tributaria correspondiente; o (ii) el 100% de los intereses pagados, en caso que no se cumplan las condiciones del punto (i).

Impuesto al Valor Agregado

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del impuesto al valor agregado en la medida que las obligaciones negociables se emitan en cumplimiento de las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables antes descriptas. Esta exención se extenderá también a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la ley del impuesto al valor agregado, la transferencia de los títulos no está gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Las personas físicas residentes en la Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en el país y en el exterior-, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales (“**IBP**”) situados en el país y en el exterior (tales como las obligaciones negociables emitidas en moneda extranjera o en moneda nacional que no cumpla con los requisitos establecidos por la Ley 23.576) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año.

En el caso de personas físicas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, el IBP recae sobre los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuyo valor en conjunto supere \$6.000.000 (aplicable para el período fiscal 2021 en adelante).

En caso de que el valor en conjunto de los bienes existentes al 31 de diciembre exceda la suma mencionada en el párrafo anterior, el IBP aplicará exclusivamente sobre los montos que excedan dicha suma, calculándose el impuesto de la siguiente manera:

- (i) en los casos en que el valor de los activos supere \$6.000.000, desde cero y hasta el importe de \$3.000.000 inclusive, se abonará un impuesto igual al 0,5% calculado sobre la totalidad del monto del activo;
- (ii) en los casos que el valor del activo sea de entre \$3.000.000 y \$6.500.000 inclusive, se abonará un monto fijo de impuesto de \$15.000 más un monto igual al 0,75% sobre el valor del activo en exceso de \$3.000.000;
- (iii) para los casos en los que el valor del activo sea entre \$6.500.000 y a \$18.000.000 inclusive, se abonará un monto fijo de \$41.250 más el 1,00% sobre el valor en exceso de \$6.500.000; y
- (iv) para los casos en los que el valor del activo sea entre \$18.000.000 y \$100.000.000 se abonará un importe fijo de \$156.250 más el 1,25% sobre el valor en exceso de \$18.000.000.

(v) para los casos en los que el valor del activo sea entre \$ 100.000.000 y \$ 300.000.000 se abonará un importe fijo de \$ 1.181.250 más el 1,5% sobre el valor en exceso de \$ 100.000.000.

(vi) para los casos en los que el valor del activo sea superior a \$ 300.000.000 se abonará un importe fijo de \$ 4.181.250 más el 1,75% sobre el valor en exceso de \$ 300.000.000.

El impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables al 31 de diciembre de cada año calendario.

A partir del período 2022, rige un mecanismo anual y automático de actualización del mínimo no imponible y de los tramos de la escala de alícuotas según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto de Estadísticas y Censos de la Nación.

En cuanto a las personas físicas domiciliadas 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 0,5% a partir del año 2019 y siguientes. No corresponde ingresar el impuesto cuando su importe resulte igual o inferior a \$250.

Si bien las obligaciones negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (Artículos aplicables de la Ley N° 23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” establecido en el párrafo primero del artículo 26 de la ley de IBP (una persona domiciliada o residente en el país que tenga la tenencia, custodia, depósito o disposición de bienes) no se aplica a las obligaciones negociables (párrafo tercero del artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean adquiridos en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o la ley aplicable, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en el país, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores tal como lo son las obligaciones negociables: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N°812/1996 establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tal como es el caso de las obligaciones negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas 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° 2.151/2006 de la AFIP, 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 sobre los Bienes Personales. Emisiones de obligaciones negociables en moneda nacional.

La Ley N° 27.638 incorporó con aplicación a partir del período 2021, la exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales a las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la ley 23.576.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias.

La Ley N° 25.413 y sus modificaciones, establece un impuesto sobre los débitos y créditos efectuados en cuentas –de cualquier naturaleza- abiertas en las entidades regidas por la Ley de Entidades Financieras, con excepción de aquellas específicamente excluidas.

La alícuota general del impuesto es del 0,60% aplicable sobre cada débito y cada crédito, aunque existen tasas reducidas del 0,075% así como tasas incrementadas del 1,20%.

En caso de que las sumas pagaderas en relación a las obligaciones negociables (por capital, intereses u otros conceptos) sean acreditadas a los tenedores de las obligaciones negociables, que no gocen de un tratamiento específico, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente a dicha acreditación se encontraría gravado con este impuesto, a la alícuota general del 0,6% por cada débito o crédito.

De acuerdo al Decreto N° 380/2001 y sus modificatorias y complementarias (el “**Decreto N° 380**”), también serán considerados como hechos imponibles de este impuesto: (i) ciertas operaciones en las que no se utilicen cuentas abiertas entidades financieras, efectuadas por las entidades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y (ii) todos los movimientos o entregas de fondos, aún en efectivo, que cualquier persona, incluidas las entidades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, efectúen por cuenta propia o por cuenta y a nombre de terceros, cualesquiera sean los mecanismos utilizados para llevarlos a cabo, las denominaciones que se les otorguen y su instrumentación jurídica. En la Resolución N° 2111/06, la AFIP aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados –existentes o no a la vigencia de este impuesto- que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

El artículo 10 del Anexo del Decreto N° 380 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva

para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

También 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.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General N° 3900 de la AFIP.

Conforme el decreto reglamentario de la Ley del Gravamen, modificado por el Decreto N° 409/2018, el 33% del impuesto abonado sobre créditos a una alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre débitos respecto de operaciones gravadas a una tasa del 0,6% se considerará como pago a cuenta del impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas.

En caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito contra el impuesto a las ganancias o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%.

Por su parte, la Ley N° 27.432, publicada en el Boletín Oficial el 29 de diciembre de 2017, dispuso la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2022, inclusive, del plazo de vigencia del Impuesto sobre los Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias establecido mediante Ley N° 25.413 y sus modificaciones. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo 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 (i.e. 30 de diciembre de 2017) 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 previsto en la Ley N° 25.413 y sus modificaciones como pago a cuenta del impuesto a las ganancias.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un impuesto local, que grava el ejercicio habitual de una actividad económica en una provincia o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La base del impuesto es el monto de los ingresos brutos recibidos como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad comercial en forma habitual en cada jurisdicción.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de obligaciones negociables, o por su venta o transferencia podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia de la Argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Los ingresos de los inversores resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables están

exentos de la aplicación del impuesto a los ingresos brutos en las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires. De conformidad con las disposiciones del Código Fiscal aplicable en ambas jurisdicciones a fin de acogerse a esta exención, las obligaciones negociables deben ser emitidas de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Obligaciones Negociables y la exención impositiva mencionada anteriormente se aplicará en la medida que dichas operaciones estén exentas del impuesto a las ganancias.

Por lo expuesto, los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación provincial que pudiera resultar aplicable en función del lugar de su residencia y actividad económica.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etcétera.) han establecido regímenes de recaudación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos los cuales resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Los importes recaudados constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de Sellos

Se trata de un impuesto local, es decir, que es establecido independientemente por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por cada provincia de la Argentina que grava la instrumentación de actos de carácter oneroso que se celebren en la Ciudad Autónoma Buenos Aires o en una provincia de la Argentina o que produzcan efectos en ellas.

Tanto en las provincias de la Argentina como en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia de este impuesto, bajo la legislación local que resulte aplicable, con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

En la Ciudad Autónoma 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, conforme el régimen de las Leyes N° 23.576 y N° 23.962 y sus modificatorias.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar incremento de capital social, 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 sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizadas por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. 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. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

En la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme al régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y sus modificatorias. Esta exención comprenderá también 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.

En la Provincia de Buenos Aires también están exentos de este impuesto todos los instrumentos, actos y operaciones, 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 sociedades debidamente autorizadas por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores y/o instrumentos.

Asimismo, se encuentran exentos del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires los actos relacionados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV. Esta exención también queda sin efecto de presentarse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, se deberán considerar las consecuencias impositivas en las jurisdicciones que en su caso resulten involucradas.

Consenso Fiscal 2022

El 27 de diciembre de 2021, el Presidente de la Nación y los Gobernadores de las 23 provincias – a excepción del Jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- suscribieron el Pacto Fiscal 2022 mediante el cual asumieron determinados compromisos en materia tributaria, que deberán ser aprobados por los respectivos poderes legislativos, entre los que se destacan el compromiso a fijar límites máximos en relación a las alícuotas aplicables en el impuesto sobre los ingresos brutos y ciertos compromisos vinculados a la administración tributaria.

Tasa de Justicia

Si eventualmente surge la necesidad de iniciar procedimientos de ejecución respecto de las obligaciones negociables en la Argentina, se aplicará una tasa de justicia (en la actualidad en un

3%) sobre el monto de la demanda incoada por ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Otros impuestos

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció por medio de la Ley N° 14.044 (y modificatorias) un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el "ITGB") con vigencia a partir del 1° de enero de 2010. A continuación, se detallan las características básicas de este impuesto:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia, aportes o transferencias a sociedades y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
3. 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.
4. 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 éstos 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.
5. En la provincia de Buenos Aires, se encuentran alcanzados los enriquecimientos patrimoniales a título gratuito cuyos montos totales superen los \$ \$468.060, salvo que se trate de transferencias realizadas entre padres, hijos y cónyuges cuyo monto se elevará a \$ 1.948.000.
6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7529 %, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

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.

Tratados para Evitar la Doble Imposición

En caso de resultar aplicable algún tratado para evitar la doble imposición, el régimen impositivo aplicable podría no coincidir, total o parcialmente, con el descripto en el presente punto.

Actualmente, Argentina tiene vigentes tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España,

Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia, Suiza y Uruguay (a través de un tratado de intercambio de información que incluye cláusulas para evitar la doble imposición).

Actualmente no existe ningún tratado o convención fiscal en vigencia entre la Argentina y los Estados Unidos.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Ingreso de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperante o de baja o nula tributación. Presunciones.

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley de Procedimiento Fiscal Federal N° 11.683, los ingresos provenientes de jurisdicciones no cooperante o países de baja o nula tributación, se consideran 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:

- se determinará un impuesto a las ganancias a la alícuota del 25%, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos; y
- también se determinará el impuesto al valor agregado a una alícuota del 21% sobre la emisora, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, 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 sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley.

EL PRESENTE RESUMEN NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y FUTUROS ADQUIRENTES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES EN MATERIA DE IMPUESTOS RESPECTO DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS DE ACUERDO CON SUS SITUACIONES PARTICULARES.

Declaración por parte de expertos

El presente Prospecto, no incluye una declaración o informe atribuido a una persona en carácter de experto.

Documentos a disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto, su versión resumida, Suplementos de Precio y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18hs, teléfono/fax (5411) 4849-6100. Asimismo, el Prospecto definitivo y su versión



Adrián Meszaros
Subdelegado

resumida estarán disponibles en <http://www.argentina.gob/CNV>, ítem “Información Financiera”, en BYMA (<http://www.bolsar.info>), en el MAE (<http://www.mae.com.ar>) y en el sitio web de la Emisora (<http://www.es.cgc.energy>).

Prevención de lavado de dinero

El concepto de lavado de dinero, generalmente, refiere a transacciones cuyo objetivo es la introducción de fondos generados por actividades ilícitas en el sistema institucional, y, por lo tanto darle apariencia lícita a fondos obtenidos por medio ilícito.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.246, (conforme fuera sucesivamente modificada, la “**Ley Antilavado**”), en la que se define al lavado de dinero como un tipo de delito.

La Ley Antilavado, define el lavado de dinero como aquel delito cometido por cualquier persona que convirtiere, transfiriere, administra, vendiere, gravare, disimulare o de cualquier otra manera pusiere 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 ilícito, y siempre que su valor supere la suma de \$300.00, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Las penas establecidas para dicho delito son las siguientes:

- (i) prisión de tres a diez años y multa de dos a diez veces el monto de la transacción;
- (ii) la pena prevista en el inciso (i) será aumentada en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, en los siguientes casos: a) cuando el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; y b) cuando el autor fuera funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones; y
- (iii) si el valor de los bienes no superare los \$300.000, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis meses a tres años.

El Código Penal, conforme fuera modificado por la Ley Antilavado, también penaliza al que recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal, en el que de hacerlos aplicar en una operación que les dé apariencia de un origen lícito.

La Ley Antilavado, además, creó la Unidad de Información Financiera (la “**UIF**”), una entidad centralizada de monitoreo encargada de analizar, administrar y transmitir la información necesaria para la prevención del lavado de dinero resultante de: delitos vinculados con el narcotráfico o la comercialización de narcóticos; delitos vinculados con el contrabando de armas (Ley N° 22.415); delitos provenientes de actividades de una organización ilegal, de acuerdo a lo previsto por el artículo 210 bis del Código Penal o por una organización terrorista, según lo establecido por el artículo 213 ter del Código Penal; delitos cometidos por organizaciones ilegales, definidas por el artículo 210 del Código Penal, cuyo propósito es llevar a cabo crímenes políticos o raciales; ciertos delitos contra la administración pública; la prostitución y la pornografía infantil; y delitos que involucren el financiamiento del terrorismo.

El “Programa de Coordinación Nacional para la Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo” fue creado por el Decreto No. 360/2016 en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. El propósito de este programa consiste en la reorganización, coordinación y fortalecimiento del sistema nacional de prevención del lavado de dinero y la financiación del terrorismo, tomando en consideración los riesgos específicos que podrían tener impacto en el territorio argentino y la demanda global por una efectiva aplicación y cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones establecidas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (“**GAFI**”). Este propósito debe ser ejecutado e implementado mediante un coordinador nacional especialmente designado a tales fines. Además, se efectuó una

modificación de la estructura institucional en la materia, estableciéndose que el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos será la autoridad central para la coordinación intra institucional entre las agencias públicas y privadas con competencia en la materia; mientras que la UIF mantendrá las facultades de coordinación operativa a nivel nacional, provincial y municipal en materias estrictamente vinculadas con su carácter de agencia de inteligencia financiera.

La finalidad principal de la Ley Antilavado es la prevención del lavado de dinero y la financiación del terrorismo. Siguiendo la práctica internacional, la Ley Antilavado delegó el control de estas operaciones, en entidades del sector privado, incluyendo bancos, compañías de seguros y agentes del mercado de capitales. En este sentido, los sujetos enumerados en el artículo 20 de la Ley Antilavado (los “**Sujetos Obligados**”) están obligados a informar a la UIF las conductas o actividades de las personas humanas o jurídicas, a través de las cuales pudiere inferirse la existencia de una situación atípica que fuera susceptible de configurar un hecho u operación sospechosa, de lavado de activos o financiación de terrorismo. De acuerdo a la Ley Antilavado, los Sujetos Obligados quedarán sometidos a las siguientes obligaciones:

- (i) recabar de sus clientes, documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipule como pre requisito para desarrollar determinada actividad;
- (ii) informar cualquier hecho u operación sospechosa al Estado Nacional; y
- (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley Antilavado.

Siguiendo las recomendaciones del GAFI la UIF dictó la Resolución No. 30-E/17 y la Resolución No. 21-E/18 (modificatorias y complementarias), que derogaron las Resoluciones No. 121/2011 y 229/2011, respectivamente. Mientras que la primera estableció nuevas pautas para las entidades financieras y cambiarias, la segunda estableció las pautas aplicables los agentes de liquidación y compensación y agentes de negociación inscriptos ante la CNV.

Ambas normas modificaron por completo el criterio de regulación de las obligaciones de los Sujetos Obligados, pasando de un enfoque de cumplimiento normativo formalista a un enfoque basado en riesgos. Asimismo, entre las modificaciones más relevantes cabe destacar: (i) la eliminación de la distinción entre clientes habituales y ocasionales, excluyéndose expresamente a los meros proveedores de bienes y/o servicios, salvo que mantengan relaciones de negocio ordinarias diferentes de la mera proveeduría; (ii) la determinación de medidas escalonadas de conocimiento del cliente según el nivel de riesgo asignado; y (iii) la reducción del plazo para reportar operaciones sospechosas de lavado de activos de 30 días corridos a 15 días corridos desde que la entidad concluya que la operación reviste tal carácter, no pudiendo superar la fecha del reporte los 150 días corridos contados desde la fecha de la operación sospechosa realizada o tentada.

La Resolución N° 30-E/2017 entró en vigencia a partir del 15 de septiembre de 2017, mientras que la Resolución N° 21-E/2018, el 1° de junio de 2018. Sin perjuicio de ello, para la adopción de ciertas medidas referidas a la política basada en riesgos, ambas resoluciones establecieron un cronograma para su implementación, cuya última etapa finalizó el 30 de junio de 2018, en el caso de la Resolución N° 30-E/2017, y el 31 de marzo de 2019, respecto a la Resolución 21-E/2018.

Cabe destacar, además, que 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 27.260, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los Sujetos Obligados debían implementar, a tales efectos un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, en caso de detectarse operaciones sospechosas hasta el 31 de marzo de 2017, en el contexto del mencionado régimen legal, los Sujetos Obligados debían reportarlas en un apartado denominado "ROS SF", en referencia al Reporte de Operación Sospechosa a darse en el marco

del Régimen de Sinceramiento Fiscal. Dicho reporte debía ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se consideraba que la operación tenía carácter de sospechosa, en el marco del régimen de sinceramiento fiscal, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil del cliente (en este caso, no resultaban necesarios los requerimientos referidos a información y documentación tributaria).

Por otra parte, el 11 de enero de 2017 la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se estableció que los Sujetos Obligados 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 no eximirá a los sujetos obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en el riesgo.

Asimismo, la Resolución N° 4/2017 establece que en los casos de apertura de cuentas corrientes especiales de inversión solicitadas por agentes de liquidación y compensación, la entidad bancaria local cumplirá con las normas vigentes en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo cuando haya realizado la debida diligencia sobre los referidos agentes, siendo estos últimos los responsables por la debida diligencia de sus clientes. La Resolución N° 4/2017 establece expresamente que ello no exime a las entidades financieras de realizar un monitoreo y su seguimiento de las operaciones durante el transcurso de su relación con su cliente con un enfoque basado en el riesgo.

En fecha 29 de julio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°76/2019, que establece los lineamientos para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo y de cumplimiento mínimo que los Sujetos Obligados que son operadores del sector de tarjetas de crédito y compra, y emisores de cheques de viajero, deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Con fecha 21 de octubre de 2021 entró en vigencia la Resolución N° 112/2021 de la UIF, mediante la cual se modificó la definición de “beneficiario final” y se establecieron medidas para que los Sujetos Obligados verifiquen la identidad de los beneficiarios finales de sus clientes.

En este sentido la Resolución N° 112/2021 introdujo una nueva definición de “beneficiario final”, modificándose en consecuencia las resoluciones de la UIF aplicables a todos los Sujetos Obligados. En particular, se realizaron los siguientes cambios respecto de la definición vigente antes del dictado de la Resolución 112:

(i) mientras que con anterioridad eran considerados beneficiarios finales aquellas personas humanas que poseían, al menos, el 20% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica o estructura legal sin personería jurídica, la Resolución 112 redujo el mencionado porcentaje al 10%.

(ii) se precisó el concepto de “control”, estableciéndose que también son considerados beneficiarios finales aquellas personas humanas que ejerzan el “control final” de los clientes. A tales efectos, la Resolución N° 112/2021 definió “control final” como aquel ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante: (1) una cadena de titularidad; y/o (2) cualquier otro medio de control; y/o (3) circunstancias de hecho o derecho que permiten a una persona humana ejercer la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de los clientes y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de los mismos.

(iii) se aclaró que el concepto de beneficiario final también resulta aplicable a los fideicomisos, fondos de inversión o patrimonios de afectación. En el caso de los contratos de fideicomisos y/u otras estructuras jurídicas similares nacionales o extranjeras, la Resolución N° 112/2021

estableció que los Sujetos Obligados deben individualizar a los beneficiarios finales de cada una de las partes del contrato.

Si bien la normativa de la UIF ya preveía la obligación de los Sujetos Obligados de identificar a los beneficiarios finales de sus clientes, no se establecía un mecanismo específico para llevar adelante dicha identificación. Además de aclarar que la identificación de los beneficiarios finales debe realizarse en todos los casos (es decir, sin perjuicio del nivel de riesgo asignado al cliente en cuestión), la Resolución N° 112/2021 introduce el mecanismo de verificación que deberá ser aplicado por todos los Sujetos Obligados para identificar a los beneficiarios finales:

(i) Declaración jurada. El Sujeto Obligado debe requerir a sus clientes la presentación de una declaración jurada conteniendo los siguientes datos de sus beneficiarios finales: nombre/s y apellido/s, DNI, domicilio real, nacionalidad, profesión, estado civil, porcentaje de participación y/o titularidad y/o control, y CUIT/CUIL/CDI en caso de corresponder.

(ii) Cadena de titularidad. En caso de tratarse de una cadena de titularidad, se deberá describir la misma hasta llegar a la/s persona/s humana/s que ejerza/n el control final. Deberá acompañarse, en cada caso, la respectiva documentación respaldatoria, estatutos societarios, registros de acciones o participaciones societarias, contratos, transferencia de participaciones y/o cualquier otro documento que acredite la cadena de titularidad y/o control.

(iii) Documentación adicional. Los Sujetos Obligados podrán asimismo solicitar cualquier otro dato, información y/o documentación que a su criterio permita identificar y verificar la identidad de los beneficiarios finales de sus clientes y evaluar y gestionar adecuadamente los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo.

(iv) Clientes con oferta pública. Cuando la participación mayoritaria de un cliente corresponda a una sociedad que realice oferta pública de sus valores negociables, listados en un mercado local o internacional autorizado, y la misma esté sujeta a requisitos sobre transparencia y/o revelación de información, deberá indicar tal circunstancia a los efectos de poder ser exceptuado de este requisito de identificación. Dicha excepción sólo tendrá lugar en la medida en que se garantice el acceso oportuno a la información respectiva y que la misma guarde estricta correspondencia con la exigida por la UIF.

(v) Incorporación al legajo. Toda información y/o documentación colectada deberá ser incorporada al legajo del cliente respectivo.

(vi) Actualización de la información. Toda modificación y/o cambio de los beneficiarios finales deberá ser informado por el cliente al Sujeto Obligado, en un plazo máximo de treinta días corridos de ocurrido el mismo.

Asimismo, la Resolución N° 112/2021 establece que al momento de registrarse ante la UIF, los Sujetos Obligados, cuando así corresponda, deberán identificar a sus beneficiarios finales. A tal fin, se aplicarán, en lo pertinente, las reglas para la identificación de los beneficiarios finales de los clientes enumeradas en el párrafo anterior.

El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en la Resolución N° 112/2021 será considerado una infracción grave pasible de sanción en los términos de lo dispuesto en el Capítulo IV de la Ley Antilavado.

La Resolución N° 112/2021 estableció expresamente que la UIF tendrá facultades para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de los beneficiarios finales por parte de los Sujetos Obligados. Asimismo, podrá cotejar la veracidad de la información relativa a los beneficiarios finales de los Sujetos Obligados presentada ante la UIF, como también la información de los beneficiarios finales contenida en los legajos de los clientes de cada Sujeto Obligado.

En aquellos casos en los que como resultado de los procesos de verificación surjan datos falsos, incompletos o erróneos, dicha infracción también será pasible de sanción en los términos del Capítulo IV de la Ley Antilavado.

Asimismo, la UIF sancionó la Resolución N° 21/2018 (y sus modificatorias y complementarias), mediante la cual se establecieron los montos o umbrales mínimos a partir de los cuales implementar o reforzar los mecanismos de control establecidos en materia de prevención del lavado de dinero y financiamiento del terrorismo para determinadas operaciones del mercado de capitales (entre otras operaciones). La resolución fue dictada con la finalidad de establecer los lineamientos para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo y de cumplimiento mínimo que cada Sujeto Obligado del mercado de capitales deberá adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo. En dicho sentido, la Resolución N° 21/2018 establece que los Sujetos Obligados en el mercado de capitales deberán informar a la UIF mensualmente de todas las operaciones de clientes que en conjunto superen los \$120.000 mensuales (monto actualizado conforme a la Resolución N° 50/2022).

Además, el Banco Central y la CNV, a través de sus propias regulaciones, requieren a las entidades sujetas a su contralor el cumplimiento de ciertas normas para la prevención del lavado de dinero.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención del lavado de dinero vigente al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Título XII, Libro Segundo del Código Penal de la Nación, a la normativa emitida por la UIF y a las Normas de la CNV, y las normas del Banco Central, entre otras normas aplicables en la materia. La normativa de la UIF se encuentra disponible en el sitio web de la UIF, <https://www.argentina.gob.ar/uif/normativa/resoluciones>. Las Normas de la CNV se encuentran disponibles en el sitio web de la CNV, <https://www.argentina.gob.ar/cnv>. Las normas del Banco Central se encuentran disponibles en el sitio web del Banco Central, http://www.bcra.gob.ar/SistemasFinancierosYdePagos/Ordenamiento_y_resumenes.asp.

Ley de Responsabilidad Penal Empresaria

Con fecha 2 de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria, la cual establece un régimen de responsabilidad penal para las personas jurídicas privadas (ya sean de capital nacional o extranjero, con o sin participación estatal) por los delitos de cohecho y tráfico de influencias nacional y transnacional, negociaciones incompatibles con el ejercicio de la función pública, concusión, enriquecimiento ilícito de funcionarios y empleados, y balance e informes falsos, tipificados en los artículos 258, 258 bis, 265, 268 y 300 bis del Código Penal.

La persona jurídica responderá exclusivamente cuando los delitos hubieren sido realizados, directa o indirectamente, con su intervención o en su nombre, interés o beneficio, aun cuando quien hubiere actuado fuere un tercero que careciese de representación, siempre que la persona jurídica hubiese ratificado la gestión, incluso tácitamente. La persona jurídica quedará liberada de esta responsabilidad cuando quien cometiera el delito hubiere actuado en su beneficio y sin generar provecho alguno para aquella. Se impone además responsabilidad sucesiva en caso de transformación, fusión, absorción, escisión o cualquier otra modificación societaria.

Entre las penas a aplicar se incluyen multas de dos (2) a cinco (5) veces del beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener; suspensión de actividades por un máximo de diez (10) años; suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos por un máximo de diez (10) años; disolución y liquidación de la persona jurídica si esta fuese creada solo para la comisión del delito; pérdida o suspensión de beneficios estatales y



publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. El plazo de prescripción de la acción penal se fijó en seis años desde la comisión del delito.

La persona jurídica podrá celebrar un acuerdo de colaboración eficaz con el Ministerio Público Fiscal, el cual producirá la suspensión de la acción penal. Este acuerdo estará sujeto al pago de una multa equivalente a la mitad de la mínima prevista por la Ley, la restitución de las cosas o ganancias producto del delito y el abandono a favor del Estado de los bienes que resultarían decomisados de recaer condena. Pueden además establecerse otras condiciones, tales como la reparación del daño causado, la prestación de servicios comunitarios y la implementación de un programa de integridad o la mejora del existente.

En el marco de este acuerdo, la persona jurídica deberá aportar información y datos precisos, útiles y comprobables que contribuyan al esclarecimiento de los hechos, la identificación de sus autores o el recupero del producto del ilícito. Las negociaciones y la información intercambiada serán confidenciales.

Para eximirse de pena y responsabilidad administrativa, la persona jurídica deberá cumplir simultáneamente con las siguientes condiciones: (a) denunciar espontáneamente la comisión del delito, que debió haber sido advertido como consecuencia de una actividad propia de detección e investigación interna; (b) haber implementado un programa de integridad adecuado en los términos de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria con anterioridad a la comisión del delito, cuya violación debió haber implicado un esfuerzo por parte de quienes lo hubieran perpetrado; y (c) devolver el beneficio obtenido como consecuencia del ilícito.

En cuanto al programa de integridad, con fecha 4 de octubre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 27/2018 de la Secretaría de Ética Pública, Transparencia y Lucha Contra la Corrupción dependiente del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, la cual tiene por objeto establecer ciertos parámetros (no imperativos, aunque útiles) para su diseño, implementación y evaluación, a fin de prevenir la comisión de delitos, ejercer la supervisión y control de los integrantes de la organización y sus partes relacionadas y facilitar la investigación de los hechos y la adopción de sanciones y medidas pertinentes.

Conforme la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria, si bien la adopción del programa de integridad no es obligatoria, el mismo -de resultar adecuado- podría traer aparejado para la persona jurídica (i) la eximición de responsabilidad penal si se realizara una autodenuncia espontánea y si se devolviera el beneficio obtenido; (ii) la atenuación de la graduación de la eventual sanción penal; y (iii) el acceso a un acuerdo de colaboración eficaz. Asimismo, la implementación del programa de integridad es condición necesaria para poder contratar con el Estado Nacional.

En este sentido, el programa de integridad podrá considerarse “adecuado” siempre que tuviera en cuenta los siguientes aspectos: (a) los riesgos “propios” de la compañía en relación con la potencial ocurrencia de alguna de las conductas delictivas previstas en la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria; (b) la dimensión de la compañía, atendiendo a la complejidad de su organización interna, la cantidad de trabajadores, su dispersión en sedes, etc.; y (c) su capacidad económica.

Asimismo, la Resolución N° 27/2018 fijó un piso de tres elementos obligatorios que deberá contener el programa de integridad: (i) un código de ética o de políticas y procedimientos de integridad aplicable a todos los niveles de la compañía, el cual deberá ser objeto actualización constante; (b) reglas y procedimientos específicos para prevenir ilícitos en el ámbito de concursos y procesos licitatorios, en la ejecución de contratos administrativos o en cualquier otra interacción con el sector público, y (c) la realización de capacitaciones periódicas en todos los niveles de la organización.

Sin perjuicio de los aspectos antes mencionados, existen otros elementos cuya adopción es conveniente, como la implementación de procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios, la existencia de canales internos de denuncia e investigación que aseguren la protección del denunciante y respeten los derechos de los investigados, la imposición de sanciones efectivas, la designación de un responsable interno y el monitoreo continuo.

Finalmente, la Resolución N° 27/2018 destaca que resulta fundamental el apoyo explícito e inequívoco al programa de integridad por parte de la alta gerencia mediante la definición de los valores de la Emisora, la efectiva demostración de su compromiso y adhesión al mismo y la tolerancia cero ante el incumplimiento.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha implementado un programa de integridad. El programa está compuesto por un Código de Conducta, Política de conflictos de interés; Política para la Prevención de la Corrupción y el Soborno; Política de Prevención sobre el Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo; Política sobre Uso de Línea Ética junto; Política de Contrataciones Públicas; Política de Donaciones, Mejoras en Bienes de Dominio Público, Patrocinio y Membresías; Política de Regalos y Hospitalidades; y Política de Debida Diligencia de Terceros. Para mayor información sobre el impacto en la Emisora de la normativa en materia de responsabilidad penal empresaria ver la Sección *“Factores de Riesgo – La Emisora podría verse afectada por las violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia.”* de este Prospecto.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 presentado de manera comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, disponibles en la página *web* de la CNV, ítem “*Información Financiera*”, bajo los ID N° 2865442 y 2726727, respectivamente, se considerarán incorporados a este Prospecto mediante por referencia y formarán parte integrante del mismo. La información financiera correspondiente a períodos anteriores, incluida en los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, con propósitos comparativos, fue modificada en virtud de la legislación vigente.

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

Abreviaturas y otras cuestiones

Moneda

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

Redondeo

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

Información económica, de la industria y del mercado

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

Abreviaturas

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

“acre”	4.047 m ² , aproximadamente.
“bbl”	Un barril equivalente a 0,15898761 m ³ .
“boe”	Barriles de petróleo equivalentes, que equivalen a 158,98731 m ³ de gas natural, determinados utilizando el ratio de 5.614,6 pies cúbicos de gas natural por barril de crudo.

“BTU”	Unidad de medida británica para medir la energía necesaria para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua, equivalente a 0,00095755 pies cúbicos con un poder calórico de 9.300 Kcal/m ³ .
“/d”	Por día.
“Dam ³ ”	Decámetro cúbico
“hp”	Caballos de potencia (<i>Horsepower</i>).
“km”	Un kilómetro.
“km ² ”	Un kilómetro cuadrado.
“m ³ ”	Un metro cúbico.
“mbgl”	Un metro bajo el nivel del suelo.
"Mbbbl"	Miles de bbl.
“Mboe”	Miles de boe.
“MBTU”	Miles de BTU.
“Mm ³ ”	Miles de m ³ .
"MMbbbl"	Millones de bbl.
“MMboe”	Millones de boe.
“MMBTU”	Millones de BTU.
“MMm ³ ”	Millones de m ³ .

ANEXO I

La información financiera incluida en este anexo respecto a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021 ha sido extraída de los estados financieros consolidados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 (expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2022) que se encuentran disponibles en la AIF, bajo el ítem “Información Financiera” ID N° 289204, y que son incorporados por referencia a este Prospecto. Esta información debe leerse juntamente con los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 y con las secciones “Antecedentes Financieros” y “Factores de Riesgo” de este Prospecto. Podrán obtenerse copias de dichos estados financieros en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs, teléfono/fax (5411) 4849-6100, o vía correo electrónico a investors@cgc.com.ar.

Los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022 fueron confeccionados de acuerdo con la NIC 34 “Información Financiera Intermedia”, adoptada por el International Accounting Standards Board (IASB) y, en opinión de la gerencia de primera línea de la Emisora, incluye todos los ajustes (consistentes sólo en ajustes normales y recurrentes) que son necesarios para presentar razonablemente la información financiera para dichos períodos.

Los principios contables utilizados para la preparación de los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022 son consistentes con los utilizados para la preparación de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2020. Los resultados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 no son necesariamente indicativos de los resultados esperados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Con respecto a los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022, PwC llevó a cabo procedimientos de revisión limitada para la revisión de los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022, de acuerdo con lo previsto en la NIER 2410 “Revisión de Información Financiera de Períodos Intermedios Realizada por el Auditor Independiente de la Entidad” y emitió un informe de revisión con fecha 12 de mayo de 2022. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría, en consecuencia, dicha revisión no permite obtener seguridad de que se tomará conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, PwC no expresó ninguna opinión de auditoría sobre los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022.

Los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022 también sido confeccionados conforme a la NIC 29 y, por ende, han sido ajustados por inflación, y exponen los valores contantes al 31 de marzo de 2022.

LA SITUACIÓN EXPUESTA ANTERIORMENTE RESPECTO DE LA APLICACIÓN DE LA NIC 29 AFECTA SIGNIFICATIVAMENTE LA COMPARABILIDAD DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA EMISORA, RAZÓN POR LA CUAL, EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA MISMA DEBE LLEVARSE A CABO TENIENDO EN CUENTA ESTA SITUACIÓN. Ver

“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Argentina – A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto”.

Síntesis de resultados y otros resultados integrales consolidados

A continuación, se incluye la síntesis de resultados y otros resultados integrales consolidados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de (no auditado)	
	2022	2021 ⁽²⁾
	(en millones de pesos expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2022)	
Ingresos ⁽¹⁾	18.748,9	13.947,3
Costo de ingresos	(14.854,5)	(7.110,1)
Resultado bruto	3.894,5	6.837,2
Gastos de comercialización	(875,1)	(452,0)
Gastos de administración	(1.201,8)	(844,7)
Gastos de exploración	-	(13,0)
(Cargo) recupero por deterioro de activos financieros	(54,6)	25,9
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	506,4	281,8
Resultado operativo	2.269,4	5.835,2
Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos	20,3	(105,6)
Ingresos financieros	84,4	122,2
Costos financieros	(1.346,7)	(1.798,0)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	135,1	(1.528,4)
Otros resultados financieros	1.724,8	834,1
Resultado antes de impuestos	2.887,3	3.359,6
Impuesto a las ganancias	(1.852,0)	(866,0)
Resultado del período	1.035,3	2.493,6
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	(912,3)	(207,4)
Resultado total integral del ejercicio	123,0	2.286,2

⁽¹⁾ Para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021, incluye \$76,4 millones y \$5.247,6 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver “Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del gas y Subsidios ” en este Prospecto y las Secciones “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones” en el Prospecto. Ver también la nota 19 de los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022.

⁽²⁾ La comparabilidad entre los períodos intermedios de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021 puede verse afectada ya que el primer trimestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria toda vez que dicha adquisición tuvo lugar con fecha 30 de junio de 2021.

Estado de situación financiera y del patrimonio

A continuación, se incluye la síntesis de la situación patrimonial consolidada correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.

	Al 31 de marzo de (no auditado) 2022	Al 31 de diciembre de 2021
(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2022)		
ACTIVO		
Activo no corriente		
Propiedades, planta y equipos	71.465,5	70.374,3
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	25.701,3	26.128,9
Derecho de uso de activos	4.406,3	5.003,0
Otros créditos	0,3	0,5
Activo por impuesto diferido	1.889,1	2.481,6
Total del activo no corriente	103.462,4	103.988,3
Activo corriente		
Inventarios	6.582,5	5.108,6
Otros créditos ⁽¹⁾	4.785,1	8.230,2
Cuentas comerciales por cobrar	10.882,9	12.097,0
Inversiones a valor razonable	714,8	913,8
Efectivo y equivalentes de efectivo	19.928,3	20.587,6
Total del activo corriente	42.893,6	46.937,1
Total del activo	146.356,0	150.925,3
Total del patrimonio⁽²⁾	36.552,4	36.429,4
PASIVO		
Pasivo no corriente		
Provisiones por juicios y otros reclamos	1.055,1	1.181,0
Otras provisiones	16.700,9	17.428,6
Pasivo por impuesto diferido	5.061,3	5.613,1
Deudas fiscales	1.013,4	0,9
Deudas por arrendamiento	2.648,2	3.239,0
Deudas financieras	42.298,9	47.665,3
Total del pasivo no corriente		
Pasivo corriente		
Otras provisiones	2.127,5	2.337,2
Otras deudas	949,6	906,8
Deudas fiscales	4.881,4	5.332,6
Remuneraciones y cargas sociales	1.268,0	4.282,3
Deudas por arrendamientos	1.098,9	1.315,6
Deudas financieras	21.060,3	13.249,2
Deudas comerciales	9.640,0	11.944,5
Total del pasivo corriente	41.025,7	39.368,1
TOTAL DEL PASIVO	109.803,6	114.495,9
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	146.356,0	150.925,3

⁽¹⁾ Para el período de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y al 31 de diciembre de 2021, incluye \$1.549,2 millones y \$5.453,8 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver “Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del gas y Subsidios” en este Prospecto y las Secciones “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones” en el Prospecto. Ver también la nota 9 de los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2022.

- (2) La comparabilidad entre los períodos intermedios de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021 puede verse afectada ya que el primer trimestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria toda vez que dicha adquisición tuvo lugar con fecha 30 de junio de 2021.

Estado de flujo de efectivo

	Período de tres meses (no auditado) finalizado el 31 de marzo de	
	2022	2021⁽¹⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2022)	
Flujo de fondos		
Efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios al inicio del período	20.587,6	10.255,1
Flujo neto generado por operaciones	2.795,6	7.171,1
Flujo neto utilizado en las actividades de inversión	(7.057,3)	(3.817,4)
Flujo neto generado por (utilizado en) las actividades de financiación	5.367,9	(2.907,7)
Resultados financieros generados por el efectivo	(1.765,4)	(453,3)
Efectivo y equivalentes del efectivo al final del período	19.928,3	10.247,7

- (1) La comparabilidad entre los períodos intermedios de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2022 y 2021 puede verse afectada ya que el primer trimestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de la Subsidiaria toda vez que dicha adquisición tuvo lugar con fecha 30 de junio de 2021.

EMISORA

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

Asesores Legales de la Emisora

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

Auditores

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