



TECPETROL S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA US\$ 2.000.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE MEDIDA O VALOR)

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$ 2.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) en cualquier momento en circulación (el “**Programa**”), de Tecpetrol S.A. (C.U.I.T. N 30-59266547-2) (“**Tecpetrol**”, la “**Sociedad**”, la “**Emisora**” o la “**Compañía**”), en el marco del cual ésta podrá, conforme con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”) y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples (las “**Obligaciones Negociables**”) no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros. El plazo de duración del Programa dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables será de cinco años contados desde la fecha de la autorización de la prórroga de la vigencia del Programa otorgada por la Comisión Nacional de Valores (la “**Comisión Nacional de Valores**” o la “**CNV**”) que se detalla más abajo.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco del Programa en distintas clases con términos y condiciones específicos cada una (cada una, una “**Clase**”), pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una “**Serie**”) con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, pudiendo las Obligaciones Negociables de las distintas Series tener diferentes fechas de emisión, precios de emisión y/o fecha de pago de intereses inicial. El monto, denominación, moneda, unidades de medida o de valor, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, junto con los demás términos y condiciones de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de prospecto correspondiente a cada Clase y/o Serie (cada uno, un “**Suplemento de Prospecto**” o “**Suplemento**”) el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en el presente. La Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos de no menos de 30 días a partir de la fecha de emisión.

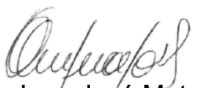
Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

La creación del Programa ha sido autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017 de la CNV y la prórroga de vigencia del Programa mediante Disposición DI-2022-7-APN-GE#CNV de fecha 21 de abril de 2022. Estas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en 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 externos 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 de Mercado de Capitales. El Directorio 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 las Obligaciones Negociables, conforme las normas vigentes. La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Prospecto y/o en los respectivos Suplementos sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actual de la Emisora, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

La Emisora podrá ofrecer las Obligaciones Negociables en forma directa o a través de colocadores y agentes que la Emisora designará oportunamente. Tales colocadores y agentes serán indicados en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Este Prospecto no podrá ser utilizado para concretar ventas de Obligaciones Negociables a menos que esté acompañado por el Suplemento de Prospecto correspondiente. La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores o intermediarios autorizados para efectuar la distribución de las Obligaciones Negociables.

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 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.

Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa calificarán como obligaciones negociables conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, se emitirán y colocarán con arreglo a dicha ley, a la Ley N° 19.550, con sus modificaciones (la “**Ley General de Sociedades**”), la Ley N° 26.831 con sus modificatorias (la “**Ley de Mercado de Capitales**”), las regulaciones de la Comisión Nacional de Valores y sus


Juan José Mata
Director

modificatorias de acuerdo al texto ordenado por la Resolución General N° 622/13 (las “**Normas N.T. 2013 y sus mod.**”) y cualquier otra ley y/o reglamentación aplicable, y tendrán los beneficios allí otorgados y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento allí establecidos.

LA EMISORA HA OPTADO POR QUE EL PROGRAMA NO CUENTE CON CALIFICACIONES DE RIESGO. SIN PERJUICIO DE ELLO, LA EMISORA PODRÁ OPTAR POR CALIFICAR O NO CADA CLASE Y/O SERIE DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE SE EMITAN BAJO EL PROGRAMA Y, EN SU CASO, INFORMARÁ LA CALIFICACIÓN OTORGADA EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. EN CASO DE QUE LA EMISORA OTE POR CALIFICAR UNA O MÁS CLASES Y/O SERIES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ÉSTAS CONTARÁN SOLAMENTE CON UNA CALIFICACIÓN DE RIESGO A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. LAS CALIFICACIONES DE RIESGO NO CONSTITUIRÁN - NI PODRÁN SER CONSIDERADAS COMO - UNA RECOMENDACIÓN DE ADQUISICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES POR PARTE DE LA EMISORA O DE CUALQUIER AGENTE COLOCADOR PARTICIPANTE EN UNA CLASE O SERIE BAJO EL PROGRAMA.

FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (“**Fix**”) en su informe de fecha 23 de diciembre de 2024, confirmó en AAA (arg) la calificación de emisora de largo plazo de la Sociedad y la calificación de corto plazo en A1+(arg). El informe puede ser consultado en <https://www.fixscr.com>

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, la Emisora podrá emitir títulos conforme otros lineamientos y principios previstos por ICMA (International Capital Market Association) incluyendo, sin limitación, los Principios de los Bonos Vinculados a la Sostenibilidad (Sustainability - Linked Bond Principles), la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles), así como conforme los parámetros o calificaciones que brinden entidades públicas o privadas.

La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el “**BYMA**”) a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “**BCBA**”), en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA, conforme lo dispuesto por la Resolución 18.629 de la CNV, y/o en A3 Mercados S.A. (“**A3**”), y asimismo, en uno o más mercados de valores autorizados por la CNV del país y/o mercado de valores del exterior, según se indique en cada Suplemento de Prospecto.

Destacamos que la Resolución General (CNV) Nro. 917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 3 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto Nro. 621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de que se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) Nro. 917.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en “Factores de Riesgo” del presente Prospecto y el resto de la información contenida en el presente.

CUIT: 30-59266547-2
Teléfono: (+54 11) 4018-5900
Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, C1001ADA
Ciudad de Buenos Aires - República Argentina
inversores@tecpetrol.com / www.tecpetrol.com

La fecha de este Prospecto es 22 de abril de 2025

I. ÍNDICE

I. ÍNDICE	3
II. NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	4
III. INFORMACIÓN RELEVANTE	6
IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	9
V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	11
VI. FACTORES DE RIESGO	71
VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA	102
VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	109
IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	122
X. ACTIVOS FIJOS	125
XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS	126
XII. INFORMACIÓN CONTABLE	149
XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	151
XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	156
XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	164
XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL	166

II. NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, cambiarios, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Salvo indicación en contrario o a menos que el contexto requiera otra interpretación, todas las referencias en este Prospecto a la “Compañía”, “Tecpetrol”, “Sociedad”, “Emisora”, “nosotros”, “nuestro” o términos similares aluden a Tecpetrol S.A.

No se ha autorizado, a ningún agente colocador y/o cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes agentes colocadores.

Ni este Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituyen o constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera, consultara y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

La exactitud de la información contable, financiera, estadística y toda otra información contenida en este Prospecto es responsabilidad del directorio y del órgano de fiscalización de la Emisora, con respecto a cualquier aspecto dentro de su competencia y de los auditores, respecto de sus informes sobre los estados financieros. El directorio de la Emisora por el presente declara que a la fecha del presente este Prospecto contiene información veraz, exacta y completa sobre todo hecho sustancial que pueda afectar su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones, así como toda otra información que deba ser presentada a los posibles inversores en relación con las Obligaciones Negociables de acuerdo con las leyes aplicables y que no existen otros hechos significativos cuya omisión podría tornar conducente a error a este Prospecto como un todo, a cualquier parte de dicha información o a cualquier opinión o intención expresada en el presente. **Los posibles inversores no deberán asumir que la información contenida en este Prospecto es exacta a ninguna fecha distinta de la indicada en la portada de este Prospecto. Los negocios, situación patrimonial, resultados de las operaciones y perspectivas de la Emisora podrían haber cambiado desde dicha fecha. Ni la entrega de este Prospecto ni ninguna venta de Obligaciones Negociables realizada de conformidad con el presente implicará en ninguna circunstancia que la información del presente es correcta a ninguna fecha posterior a la indicada en la portada de este Prospecto.**

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de

Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas y la Emisora no es responsable de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía de dicha veracidad, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES QUE PARTICIPEN EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE DICHAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LOS VALORES NEGOCIABLES INGRESAN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS N.T, 2013 Y SUS MOD. Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS MERCADOS DEBERÁN INDIVIDUALIZAR COMO TALES Y HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Emisora tendrá las obligaciones y responsabilidades que impone el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece ese artículo, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Por su parte, el artículo 120 de la citada ley dispone que las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

III. INFORMACIÓN RELEVANTE

Aprobaciones societarias

Los términos y condiciones del Programa y la emisión y los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Emisora con fecha 15 de mayo de 2017 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 30 de agosto de 2017. El 27 de diciembre de 2019, mediante Asamblea Extraordinaria se resolvió renovar las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017. La extensión del plazo de vigencia y la modificación de ciertos términos y condiciones del Programa fue aprobada por Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de fecha 23 de marzo de 2022 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 23 de marzo de 2022. Mediante Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de fecha 08 de marzo de 2024 se resolvió renovar nuevamente las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017. Mediante Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de fecha 18 de marzo de 2025 se resolvió renovar nuevamente las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017 y renovadas en fecha 08 de marzo de 2024 y autorizar la ampliación del monto del Programa por hasta US\$ 2.000.000.000 (Dólares dos mil millones). La aprobación de la actualización de la información comercial, contable y financiera, así como toda otra información contenida en el presente Prospecto fue autorizada por el Directorio de la Sociedad con fecha 18 de marzo de 2025.

Presentación de información financiera

Los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto en el cual opera. Tanto las ventas de hidrocarburos como los precios de los principales costos de perforación son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidenses o tienen en consideración la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales e Intermedios.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.

Ciertos términos definidos

En este Prospecto, los términos “\$” o “pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “US\$” y “dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. Los términos “Estados Unidos” o “EE.UU.” se refieren a Estados Unidos de América. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía” o “SE” refiere a la Secretaría de Gobierno de Energía de la República Argentina, a aquellos órganos a la que ésta última reemplazó y a aquellos órganos que la reemplacen a futuro, los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, “BYMA” se refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., “A3” se refiere

a A3 Mercados S.A. (entidad resultante de la fusión entre el Mercado Abierto Electrónico S.A. y Matba Rofex S.A.), “Boletín Diario Electrónico de la BCBA” se refiere al boletín diario electrónico publicado por la BCBA en su página web www.bcba.sba.com.ar, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al índice de precios al consumidor, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 y sus modificatorias, el término “Ministerio de Hacienda” se refiere al ex Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Nación Argentina y al antiguo Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, según el contexto, el término “MLC” se refiere al Mercado Libre de Cambios, el término “AIF” se refiere a la Autopista de la Información Financiera de la CNV, el término “ARCA” significa la Agencia de Recaudación y Control Aduanero, autoridad fiscal nacional (anteriormente Administración Federal de Ingresos Públicos). La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina.

Datos de mercado

La Emisora ha extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la SE (conforme se define más abajo), la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén (la “Secretaría de Energía de Neuquén”), el INDEC y la autoridad regulatoria del gas (el “Ente Nacional Regulador del Gas” o el “ENARGAS”), BCRA, entre otras fuentes. Si bien la Emisora considera que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Emisora considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, la Emisora no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Calificación de Riesgo

Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (www.fixscr.com/calificaciones) y/o en la página web del agente calificador de riesgo que se indique en el correspondiente Suplemento de Prospecto.

Documentos a disposición

El presente Prospecto y los Estados Financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas ejecutivas de la Emisora ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16 (C1001ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web (www.tecpetrol.com) y en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Asimismo, se encontrarán a disposición en los mercados donde estén listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso de A3: <https://a3mercados.com.ar/> y en el caso de BYMA: www.bolsar.info).

Redondeo

La Emisora ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como

consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene declaraciones sobre hechos futuros. Palabras como “aspira”, “anticipa”, “considera”, “podría”, “estima”, “prevé”, “proyecta”, “recomendación”, “desea”, “podrá”, “planifica”, “potencial”, “predice”, “busca”, “deberá”, “hará” y expresiones similares tienen como objeto identificar declaraciones referentes al futuro pero no son los únicos medios a través de los cuales se identifican dichas declaraciones. Estas declaraciones prospectivas están basadas principalmente en las expectativas, estimaciones y proyecciones de la Sociedad sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de la Compañía.

Si bien la Sociedad considera que estas declaraciones sobre hechos futuros son razonables, éstas son efectuadas en base a información que se encuentra actualmente disponible para la Sociedad y se encuentran sujetas a riesgos, incertidumbres y presunciones, que incluyen, entre otras:

- acontecimientos en los negocios locales, regionales o nacionales, cambios económicos, sociales, políticos, regulatorios u otras circunstancias de la Argentina o en cualquier otra región de Latinoamérica o cambios tanto en los mercados desarrollados como en los emergentes;
- inflación y fluctuaciones en las tasas de interés en Argentina;
- disposiciones gubernamentales en Argentina;
- controversias o acciones legales o regulatorias adversas;
- incertidumbre respecto de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y la capacidad de adquisición, descubrimiento y desarrollo de nuevas reservas de hidrocarburos, de la Emisora;
- cambios en los precios del gas natural, otros productos del petróleo, energía eléctrica o cualquier otra fuente de energía;
- volatilidad en los mercados en los que la Emisora opera;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, como también una devaluación significativa del Peso Argentino respecto a las divisas extranjeras;
- controles de cambio, restricciones a las transferencias al exterior y al ingreso o egreso de capitales;
- la capacidad de obtener financiamiento en términos razonables, inclusive como resultado de las condiciones en los mercados regionales y globales;
- cambios en los mercados de capitales que pudieran afectar las políticas o comportamientos relacionados al otorgamiento de préstamos a, o para invertir en, compañías argentinas;
- nuestra relación con las autoridades gubernamentales;
- riesgos operativos, incluyendo fallas de equipos, en la exploración y producción de gas y petróleo;
- un aumento en los costos, incluyendo costos laborales, y gastos de la Sociedad;
- nuestra relación con nuestros empleados y sus respectivos gremios y sindicatos;
- un incremento de nuestros gastos y costos;
- actividades de importación y exportación;
- liquidez, flujos de efectivo y los usos de los mismos;
- asignación de los gastos y costos de capital relacionados con las actividades de exploración y explotación;

- acontecimientos en otros países, como el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, Israel y Hamas, los cambios en las políticas monetarias de los Estados Unidos y Europa, las interrupciones en las cadenas de suministros de insumos y bienes, la caída de la actividad económica en China, entre otras, que repercuten negativamente en la Argentina; y
- otros riesgos desarrollados en la sección de “VI. Factores de Riesgo” del presente Prospecto y.

Ejemplos de estas declaraciones sobre hechos futuros incluyen:

- Proyecciones de inversiones, estructura de capital y otras partidas financieras o coeficientes;
- Declaraciones sobre nuestros planes, objetivos y metas, incluyendo aquellas relacionadas a actividades de exploración y proyectos de energía renovable así como también las tendencias, competencias, normativas e inversiones;
- Declaraciones sobre nuestro desempeño financiero o condiciones económicas futuras en Argentina; y
- Declaraciones relacionadas a las declaraciones sobre hechos futuros que se detallan en la presente sección.

Los resultados reales de la Sociedad podrían ser radicalmente diferentes a los proyectados en las declaraciones sobre hechos futuros, debido a que por su naturaleza, estas últimas involucran estimaciones, incertidumbres y presunciones. Las declaraciones sobre hechos futuros que se incluyen en este Prospecto se emiten únicamente a la fecha del presente y la Sociedad no se compromete a actualizar ninguna declaración sobre hechos futuros u otra información a fin de reflejar hechos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto. A la luz de estas limitaciones, las declaraciones referentes al futuro contenidas en este Prospecto no deberán tomarse como fundamento para una decisión de inversión dado que las mismas se basan en las expectativas de la Sociedad.

V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Este resumen detalla cierta información relevante incluida en otras secciones de este Prospecto. Este resumen no pretende ser completo, y podría no contener toda la información que es de importancia o relevante para los inversores. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, es necesario leer detenidamente este Prospecto en su totalidad para una mejor comprensión de los negocios de la Emisora y de esta oferta, entre ella los estados financieros auditados de la Emisora y sus notas relacionadas, así como las secciones tituladas “Capítulo VI. Factores de Riesgo.” y “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera” incluidos en otras secciones de este Prospecto.

a) Reseña histórica y descripción

General

Denominación, forma legal y CUIT: La Emisora se denomina Tecpetrol S.A. y es una sociedad anónima constituida conforme los términos de la Sección V.- de la Ley General de Sociedades de la República Argentina (Ley N° 19.550 y concordantes). La Emisora se encuentra identificada tributariamente bajo el CUIT N° 30-59266547-2.

Fecha de Constitución, Plazo de Duración y Reformas de Estatuto: Tecpetrol fue constituida el 5 de junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscripta en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601- Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L°78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L°86, el 28 de septiembre de 2017; N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018; y N° 9288, Lo. 117, el 28 de mayo de 2024.

Objeto Social: La Emisora tiene por objeto las siguientes actividades: (a) la exploración, explotación y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos; (b) el transporte, la distribución, la transformación, la destilación y el aprovechamiento industrial de hidrocarburos y sus derivados y el comercio de hidrocarburos; y (c) generación de energía eléctrica y su comercialización mediante construcción, operación y explotación bajo cualquier forma de centrales y equipos para la generación, producción, autogeneración y/o cogeneración de energía eléctrica.

Sede Social y datos de contacto: La Emisora tiene su sede social en el Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16, C1001ADA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La misma ha sido inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 25 de octubre de 2006, bajo el número 17.155, del libro 33, del Tomo de Sociedades por Acciones. El teléfono de contacto de la Emisora es (+54) 11 4018-5900/ Fax

(+54) 11 4018-5939; y la dirección de email es inversores@tecpetrol.com.

Capital Social. Acciones. Accionista: La Emisora es una compañía privada, cuyas acciones no listan ni se comercializan en ningún mercado de valores autorizado por la CNV y/o del exterior.

El capital social es de cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho Pesos (\$4.436.448.068), representado por cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho (4.436.448.068) acciones ordinarias escriturales de un peso (\$1) valor nominal cada una. El capital social se encuentra dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientas veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

No existen aportes irrevocables efectuados a la Emisora y que se encuentren pendientes de capitalización.

El artículo séptimo del Estatuto Social de la Emisora dispone que *“las acciones totalmente integradas no serán representadas por títulos, sino por inscripciones en cuentas a nombre de sus titulares en un registro de acciones escriturales que será llevado por la Emisora con las formalidades indicadas en el artículo 213 de la ley 19.550 en lo pertinente, o por un tercero”*.

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L., quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú, Venezuela y Colombia. Para mayor información, véase *“Capítulo IX. Estructura de La Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”*.

Administración: La administración de la Emisora está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria, que podrá nombrar a uno o varios miembros suplentes. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente. Para mayor información, véase *“Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización”*.

Asimismo, el estatuto de la Emisora dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Emisora está a cargo de un Director General (CEO) que a la vez reviste el carácter de Presidente del Directorio de la Sociedad, a quien reporta un equipo de once funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio. Para más información, véase el *“Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización”* del presente Prospecto.

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente y Director General, el Presidente de E&P, el Presidente de Áreas Corporativas, el Director de Planeamiento y Control de Gestión y el Director Sr. de Desarrollo de Negocios, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Emisora, son sometidas a aprobación del Directorio.

Producción y Reservas: Los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio 2024 en áreas operadas por Tecpetrol fueron en promedio 3.139 m3/día de petróleo y 18.924 Mm3/día de gas (correspondiendo a la Sociedad 2.511 m3/día y 17.369 Mm3/día de petróleo y gas respectivamente), y representa un incremento

del 5% en petróleo y 8% en gas respecto al año anterior.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, ascendían a: (i) Petróleo crudo: (i.a.) Reservas probadas desarrolladas: 2,48 millones de metros cúbicos; (i.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 5,31 millones de metros cúbicos; y (ii) Gas natural: (ii.a.) Reservas probadas desarrolladas: 14,28 miles de millones de metros cúbicos; y (ii.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 78,58 miles de millones de metros cúbicos.

Actividad: La Emisora realiza actividades de exploración, explotación y transporte de petróleo y gas en Argentina. Las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora pueden dividirse en dos segmentos: (i) un primer segmento que contempla las actividades y participaciones en la Cuenca Neuquina; y (ii) un segundo segmento que contempla las actividades y participaciones integrando tres cuencas, la Cuenca del Noroeste, la Cuenca del Golfo de San Jorge y la Cuenca Marina Malvinas.

El primer segmento -la Cuenca Neuquina- comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no operada), Loma Ancha y Puesto Parada).

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de (i) la Cuenca del Noroeste, las áreas Aguaragüe y Ramos ; (ii) en la Cuenca del Golfo de San Jorge, las áreas El Tordillo, La Tapera/Puesto Quiroga y Gran Bajo Oriental; y (iii) en la Cuenca Marina Malvinas, el área MLO-124 (no operada).

Compromisos de Inversión: La Emisora posee al 31 de diciembre de 2024 los siguientes compromisos de inversión en las áreas en que participa:

Cuenca	Área	Compromisos de inversión pendientes
Noroeste - San Jorge y Otros	Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga	Para la extensión del área por 20 años a partir del año 2027 se acordó la inversión adicional de USD 200 millones hasta el 31 de diciembre de 2026, la cual fue ejecutada(*).
	Gran Bajo Oriental	Perforación de 1 pozo exploratorio de 1.900 mbpp (equivalente a 570 UT) antes de junio de 2025.
	Aguaragüe	Ejecución de 1 workover y 2 abandonos de pozos durante 2023. Perforación de 1 pozo de desarrollo, 1 workover y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2024 y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2025. Reprocesamiento de sísmica en Rio Pescado.(**)
	MLO-124	Adquisición y procesamiento de sísmica antes del octubre de 2025.
Neuquina	Los Bastos	Inversiones exploratorias por US\$ 4,96 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación, las cuales fueron ejecutadas (***).

(*)A la fecha de emisión del presente Prospecto, las inversiones se encuentran en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la Provincia del Chubut.

(**) A la fecha de emisión del presente Prospecto, las inversiones se encuentran en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia de Salta.

(***) A la fecha de este Prospecto, las inversiones fueron ejecutadas y se encuentran en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia del Neuquén.

En el marco del Plan Gas.Ar, Tecpetrol asumió un compromiso de inversión total entre los años 2021 y 2028 por aproximadamente USD 1.081 millones en la Cuenca Neuquina, a ser ejecutado de la siguiente manera: i) USD 13 millones para el primer trimestre de 2021; ii) USD 29,2 millones a partir del segundo trimestre de 2021 y hasta el cuarto trimestre de 2022 y; iii) USD 36 millones por trimestre desde el 2023 al 2028. Asimismo, Tecpetrol asumió el compromiso de inyección en las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar de 14,9 MMm3/d para la Cuenca Neuquina hasta el año 2024, y prorrogado por la Ronda 4.1 hasta 2028, a los que se agrega el compromiso adicional de inyección hasta el año 2028, resultante de los volúmenes adjudicados en la Ronda 4.2 por 2,5MMm3/d a partir de julio de 2023. En materia de contratación de mano de obra local, regional y nacional, la Sociedad asumió el compromiso de un incremento proporcional, hasta el año 2028, del componente argentino en las contrataciones asociadas al plan de inversiones comprometido. A la fecha de emisión del presente Prospecto, Tecpetrol ha cumplido con los compromisos asumidos.

Por otra parte, bajo los contratos celebrados para el suministro de gas natural con las licenciatarias de distribución de gas natural, CAMMESA y ENARSA bajo el referido Plan Gas.Ar, se incluyeron cláusulas habituales de entregar o pagar por hasta 10,64 MMm3/d hasta junio 2023, y de hasta 13,14 MMm3/d desde julio de 2023 hasta diciembre 2028, con incrementos de 4,5 MMm3/d de mayo a septiembre de 2023, 7,25 MMm3/d de mayo a septiembre del 2024, y 6 MMm3/d de mayo a septiembre de cada año desde el 2025 hasta el 2028.

Respecto a los contratos celebrados con industriales y comercializadoras para el suministro de gas con destino industrial o GNC, en los mismos se incluyeron cláusulas habituales de entregar o pagar por volúmenes del orden de 4,0 MMm3/d hasta abril de 2025, los que a partir de dicha fecha se reducen en forma significativa por el vencimiento de ciertos contratos.

En relación a contratos de transporte de gas celebrados, los mismos incluyen cláusula de ship or pay por entre 2,2 y 5 MMm3/d entre los años 2024 y 2028.

Asimismo, en relación a la Ronda 5.2 del Plan Gas.Ar, Tecpetrol fue adjudicada con volúmenes de producción incremental provenientes de las concesiones de explotación El Tordillo y Aguaragüe. En relación a la adjudicación en El Tordillo, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con CAMMESA por volúmenes de producción incremental de hasta un máximo de 0,3 MMm3/d hasta diciembre de 2028 y a la fecha de emisión del presente Prospecto, el compromiso de perforación de 6 pozos nuevos fue cumplido. Respecto a la adjudicación de Aguaragüe, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con ENARSA por volúmenes de producción incremental de hasta un máximo de 0,1 MMm3/d hasta diciembre de 2028 y la UT Aguaragüe asumió el compromiso de ejecutar durante el 2024 un pozo de desarrollo adicional, el cual fue cumplido a la fecha de emisión del presente Prospecto. En ambos casos, Tecpetrol no tiene la obligación de entregar gas de no haber producción incremental.

En el marco del Concurso Abierto N°1/2022 de Oldelval y del Concurso Abierto N° OTE 1-2022 de Oiltanking Ebytem, Tecpetrol S.A. asumió compromisos de contratación de servicios de transporte, embarque y almacenaje con cláusulas de ship or pay por aproximadamente 3.066 m3/d, 3.522 m3/d y 21.122 m3, los cuales entran en vigencia una vez puesta en marcha las instalaciones hasta el año 2037, respectivamente.

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2024 sobre las áreas en las que la Emisora tiene derechos de exploración y explotación:

Cuenca	Area	Tipo de Concesión	Provincia	Superficie (en Km2)	Socios	Participación	Fecha Vencimiento o Concesión/
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Concesión de Explotación No	Neuquén	248,17	Tecpetrol SA	100,00 %	30/06/2051
	Puesto Parada	Concesión de Explotación No	Neuquén	159,09	Tecpetrol SA	100,00 %	01/11/2057
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	24,39	Tecpetrol SA	100,00 %	30/06/2051
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	Neuquén	142,74	Tecpetrol SA GyP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2025 (1)
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquén	208,73	Tecpetrol SA	100,00 %	06/01/2026
	Los Toldos I Norte	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	206,34	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/5/2054
	Los Toldos II Este	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	77,85	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/05/2054
	Agua Salada	Concesión de Explotación	Rio Negro	650,60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	06/09/2025 (6)
	Los Toldos I Sur	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	194,79	Pluspetrol Cuenca Neuquina S.R.L. (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80,00% 10,00% 10,00%	24/10/2052
	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2.210,58	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53,00% 23,00% 15,00% 5,00% 4,00%	13/11/2037 (2)
Cuenca del Noroeste	San Antonio Sur	Concesión de Explotación	Salta	375,29	YPF SA Tecpetrol SA (operador)	53,00% 23,00% 15,00%	13/11/2034 (2)

					Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	5,00% 4,00%	
	Ramos	Concesión de Explotación	Salta	135,14	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	58,00% 42,00%	21/01/2026 (5)
Cuenca del Golfo San Jorge	El Tordillo	Concesión de Explotación	Chubut	117,32	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	13/11/2027 (3)
	La Tapera / Puesto Quiroga	Concesión de Explotación	Chubut	341,21	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	05/08/2027 (3)
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2.460,69	Tecpetrol SA	100,00%	07/06/2025
Cuenca Marina Malvinas	MLO-124	Permiso de Exploración	Malvinas	4.418,00	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) MEPMLO SA Tecpetrol SA	80,00% 10,00% 10,00%	18/10/2025 (4)

(1) En julio de 2023 la provincia de Neuquén aprobó el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 3 años a partir del 15 de diciembre de 2022.

(2) En agosto de 2023 la provincia de Salta ratificó mediante decreto del Poder Ejecutivo Provincial la extensión de las concesiones de explotación del área Aguara Güe y San Antonio Sur por un período de 10 años.

(3) En septiembre de 2014 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de esos yacimientos por 20 años más a partir 2027 sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluyen invertir 200 millones de dólares adicionales en el área.

(4) Mediante Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación se extendió por dos años el plazo de primer periodo exploratorio del permiso de exploración.

(5) En diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33 % de participación de Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área). Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol y se celebró el comité operativo donde se trató la designación de Tecpetrol S.A. como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol una vez aprobada la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319 por la Provincia de Salta. El 6 de mayo de 2024 se publicó en el boletín oficial el decreto N° 214/24 el cual aprueba la cesión por parte de las autoridades provinciales de Salta y el 22 de mayo de 2024 Tecpetrol S.A. asumió la operación del área.

(6) Con fecha 10 de marzo del 2025 la Sociedad junto con la Secretaria de Estado de Energía y Ambiente de la Provincia de Río Negro e YPF S.A. suscribieron el Acuerdo de prórroga correspondiente a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, hasta el 6 de septiembre de 2035, el cual entrará en vigencia a partir del día siguiente a la publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro de la Ley especial que lo ratifique. A la fecha de emisión del presente Prospecto, no se ha sancionado la referida Ley.

Historia de Tecpetrol

La Emisora inició sus actividades en 1981 cuando adquirió participaciones en tres áreas que eran propiedad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”). Una de ellas era un área de exploración en la cual actuaba como operador, mientras que en las dos restantes áreas de producción la Emisora no actuaba como operador. La Emisora no tuvo éxito con su área de exploración y obtuvo escasos resultados de una de sus áreas de producción y por consiguiente vendió ambas áreas.

Entre 1983 y 1990, los negocios de la Emisora se limitaron a su participación del 25% en Ramos, un área productora de petróleo y gas.

En 1989, en la medida en que se empezó a promover la participación del sector privado en la industria del petróleo y del gas en la Argentina, la Emisora analizó diversas oportunidades para adquirir propiedades petroleras y gasíferas y para efectuar ofertas respecto de áreas de exploración en la primera ronda del denominado Plan Houston impulsado por YPF. En septiembre de 1990 la Emisora adquirió, en una operación privada, una compañía que era titular de una concesión a perpetuidad sobre el área José Segundo.

La Emisora también tuvo éxito en septiembre de 1990 con las ofertas que efectuó para la obtención de concesiones respecto de 3 áreas marginales (Atamisqui, Atuel Norte y Agua Salada). Desde entonces, Tecpetrol ha adquirido participaciones en otras áreas, entre las que se destacan por su nivel de producción, las áreas El Tordillo en la Cuenca del Golfo de San Jorge (de la cual adquirió inicialmente un 23,75% en julio de 1991, un 19% adicional en octubre de 1991 y finalmente en mayo de 1996 adquirió un 9,38% restante lo cual la hacen poseedora del 52,13%), Aguaragüe en la Cuenca del Noroeste (adquirida en diciembre de 1992), con un 23%, y Los Bastos en la Cuenca Neuquina con un 100% (adquirida en 1991).

A su vez, en 1994 la Emisora comenzó un proceso de internacionalización expandiendo su negocio en distintos países de América Latina. Constituyó subsidiarias para la operación de distintos contratos de servicios petroleros, de explotación y de exploración, tanto en Venezuela como en Perú, Ecuador, Brasil y Colombia.

En Venezuela participó en dos convenios de servicios de operación, uno en las Áreas Quimare-La Ceiba cuya participación fue cedida en el año 2003 y, el segundo en el Área Colón, en el cual Tecpetrol, a través de sociedades relacionadas, mantiene una participación minoritaria.

En Ecuador participó desde el año 1999 en un proyecto de Petrocuador para la explotación de petróleo y exploración del campo marginal Bermejo, el cual finalizó a mediados de 2019.

En la República del Perú, participó en los años 2000 y 2004, respectivamente, en un consorcio junto con otras empresas petroleras, con una participación del 10% en cada uno de ellos, un convenio con Perupetro S.A. para la explotación de hidrocarburos en los Bloques 88 y 56 del campo Camisea. Actualmente, la Sociedad mantiene una participación menor en las sociedades, mientras que otras sociedades relacionadas a la Sociedad detentan el resto de la participación que originalmente tenía la misma.

Asimismo, la Emisora mantenía hasta diciembre de 2015 una participación del 25,5% en Tecpetrol Colombia S.A.S., cuyo objeto es la exploración, explotación y venta de hidrocarburos, y participaba de dos yacimientos exploratorios en la prolífica Cuenca de los Llanos Orientales. En diciembre de 2015 Tecpetrol Colombia S.A.S decidió efectuar un aumento de capital y al no ejercer la Emisora su derecho de preferencia en dicho aporte su participación disminuyó a 0,24% en dicha fecha. Actualmente, el porcentaje de participación de la Emisora en Tecpetrol Colombia S.A.S. es de 0,149%.

En la República de Bolivia la Emisora, a través de su antigua subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A.

(“Tecpetrol Bolivia”), resultó adjudicataria en septiembre de 1997 de dos áreas de exploración licitadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”): Campero Oeste y Bloque Ipati. En el año 2000, Tecpetrol Bolivia en su carácter de operador del bloque Campero Oeste, comunicó a YPFB la decisión de devolver la totalidad del área tras haber cumplido todo el compromiso de inversión cuyo monto ascendía a U.S.\$2.1 millones. Adicionalmente, en diciembre de 2002, Tecpetrol Bolivia, operadora del bloque Ipati y titular del 100% del respectivo Contrato de Riesgo Compartido, firmó un acuerdo de farmout mediante el cual cedió el 80% de su participación junto con su rol de operador a Total Exploration & Production Bolivia Sucursal Bolivia (“Total”) y, por otro lado, Total cedió a Tecpetrol Bolivia el 20% de participación en el Bloque Aquio, ambos en etapa exploratoria. En 2013 Total cedió un 20% de participación en ambos yacimientos a GP Exploración y Producción S.L. Sucursal Bolivia y, en 2014, cedió un 10% de participación a YPFB Chaco S.A. Durante el ejercicio 2016 se inició la producción comercial en ambos yacimientos, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm3/d. Con fecha 23 de mayo 2017 la Emisora vendió su participación en dichos yacimientos a Tecpetrol Internacional S.L.

En el año 2004, se realizó una reorganización societaria creando una compañía holding basada en el Reino de España, Tecpetrol Internacional S.L., quedando todas las operaciones fuera de Argentina bajo el control de dicha compañía, como Perú, Colombia, México, Bolivia y Ecuador.

Entre los años 2010 y 2016, la Sociedad negoció con las respectivas provincias la extensión del plazo de las concesiones de explotación en los diferentes yacimientos en los que participa. Se extendieron (i) hasta el 2027 las concesiones de explotación sobre las áreas ubicadas en la Cuenca del Golfo de San Jorge (*El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga*), (ii) para las áreas ubicadas en la Cuenca Neuquina, hasta el 2025, 2026 y 2027 (*Agua Salada, Los Bastos y Fortín de Piedra*, respectivamente) y (iii) para las áreas ubicadas en la Cuenca Noroeste, hasta el 2026 y 2027 (*Ramos y Aguaraque*, respectivamente).

Adicionalmente, en diciembre de 2014 fue adjudicada a la Sociedad el derecho para explorar el área de Loma Ancha, situada en la zona de Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén. Se trata de un permiso exploratorio en el cual Tecpetrol, a través de una asociación con Gas y Petróleo del Neuquén S.A., como permisionario, tiene el 95% de participación y es el operador del área, y su socio, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., el restante 5%. El 27 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1407/23 de encuadramiento del bloque como Lote bajo Evaluación por un período de 3 años vigente desde diciembre de 2022 (vencimiento del segundo período exploratorio) hasta diciembre de 2025.

En adición, en el año 2016 fue adjudicada a la Sociedad la concesión para la explotación de hidrocarburos no convencionales en las zonas Fortín de Piedra y Punta Senillosa de la provincia de Neuquén, hasta el año 2051.

En 2017, comenzamos la ejecución del Plan de Desarrollo de Fortín de Piedra. En febrero de 2018 se inauguró la ampliación de la planta de deshidratación de gas permitiendo deshidratar 6,5 millones m3/día, quedando en condiciones para su transporte y posterior tratamiento para la venta. Asimismo, en mayo de 2018 se finalizó la construcción de un ducto de gas con una extensión de 58 kilómetros y una capacidad de 18 millones de m³/día, permitiendo inyectar la producción de Fortín de Piedra en el sistema troncal de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) y de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”). En agosto de 2018 se inauguró la primera fase de la Central Production Facilities (“CPF”), la cual fue diseñada para el tratamiento de hasta 14,1 millones de m³/día de gas. Adicionalmente, se inauguró una planta de gas llamada Early Production Facility (“EPF”) que tenía una capacidad de tratamiento de 6.2 millones de m3/día. Por otro lado, durante el segundo semestre de 2018 se puso en marcha el sistema de transferencia de agua de fractura, baterías y ductos.

El 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tiene como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019, a través de la Resolución N° 18/2019, la SE otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052, cuya operación y mantenimiento quedará a cargo de Oleoductos del Valle S.A.

El 20 de julio de 2018, las autoridades regulatorias de Argentina aprobaron la fusión entre Tecpetrol como sociedad absorbente y Américas Petrogas Argentina S.A. como sociedad absorbida. Como resultado, integramos los intereses de Américas Petrogas Argentina en varios yacimientos no convencionales en la cuenca Neuquina (*Los Toldos I Norte, Los Toldos I Sur, Los Toldos II Este y Loma Ranqueles*).

En agosto de 2018, la Emisora obtuvo un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área Gran Bajo Oriental, con una extensión de aproximadamente 2.500 km² en la provincia de Santa Cruz (Cuenca del Golfo de San Jorge, resultando lindera con otras áreas operadas por la Emisora en la referida provincia), por un período exploratorio de tres años, prorrogable a opción de la Emisora una vez vencido. El mismo fue otorgado mediante Decreto N° 734/18, de fecha 14 de agosto de dicho año, emitido en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC- N° 06/18. En junio de 2022, se ejerció la opción de prórroga para un segundo período exploratorio.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquén S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por períodos adicionales de diez (10) años cada uno, con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la SE otorgó a un consorcio de compañías del cual la Sociedad participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD.; a través de su controlada Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la Cuenca Marina Malvinas a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales. Al final del Periodo de Exploración de la Primera Fase, en octubre de 2025, se debe

notificar a la SE si la zona se seguirá explorando o si la misma se revertirá por completo.

Durante el 2020 Tecpetrol participó y resultó adjudicatario de volúmenes de gas natural en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 y en el Concurso Público Nacional convocado por la SE de la Nación mediante la Resolución N° 317/2020. Como resultado de dicho concurso, se adjudicó a Tecpetrol el total de las propuestas presentadas por la misma para el abastecimiento de gas a licenciatarias de distribución, CAMMESA e IEASA (actualmente ENARSA) por un plazo de 4 años –a partir de enero de 2021- por un total de 9.940.000 m³/día con más 2.000.000 m³/día para el periodo estacional de invierno.

Durante el 2021, en el marco de un contexto de recuperación de la economía global y aumentos de los precios internacionales de crudo y gas, Tecpetrol intensificó el nivel de actividad de sus operaciones con un importante incremento de las inversiones y la producción, promoviendo el respeto por los protocolos de prevención establecidos frente a la pandemia por COVID-19 y adaptándose a las nuevas condiciones de trabajo. Asimismo, durante dicho año Tecpetrol participó y resultó adjudicatario de volúmenes de gas natural en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 y en el Concurso Público Nacional convocado por la SE mediante la Resolución N° 984/2021. Como resultado de dicho concurso, se adjudicó a Tecpetrol en forma parcial la propuesta presentada por la misma para el abastecimiento de gas a licenciatarias de distribución, CAMMESA e IEASA (actualmente ENARSA) desde mayo de 2022 hasta diciembre de 2024, por un total de 700.000 m³/día.

Durante el 2022, en el área Fortín de Piedra se incrementó la actividad de perforación, la cual se realizó en 1.331 etapas (6 etapas por día promedio), y se pusieron en marcha 22 pozos, con rama horizontal de aproximadamente 2.500 metros. Asimismo, se puso en producción un pozo perforado en un tercer horizonte (un nuevo nivel de navegación menos profundo dentro de Vaca Muerta), obteniéndose buenos resultados. En el área Los Toldos II Este se terminaron tres pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta.

En el área El Tordillo (Provincia del Chubut) se incrementó la actividad de perforación, poniéndose en marcha 18 nuevos pozos. En el área La Tapera Puesto Quiroga (Provincia del Chubut) se aprobó la baja de regalías de un 6% para los pozos nuevos que se perforen hasta julio 2027.

En diciembre de 2022 se obtuvo la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por 35 años del área Puesto Parada en la Provincia del Neuquén, que ocupa la parte norte del área Los Bastos, con una superficie aproximada de 159 km². En dicha área se completaron dos pozos appraisal perforados con rama horizontal de 2.500 metros y con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta. Adicionalmente, en dicho mes, en el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” aprobado el Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020, y su modificatorio Decreto N° 730 de fecha 11 de noviembre de 2022, Tecpetrol, participó del Concurso Público Nacional fuera convocado a través del Art. 1° de la Resolución N° 770 de fecha 11 de noviembre de 2022 de la SE para la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas del país. En el marco de dicho concurso, Tecpetrol

resultó adjudicatario de los siguientes volúmenes: i) bajo el inciso a) del artículo 1 del concurso (1) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 1 del Plan Gas.Ar por un volumen de 9.940.000 m³/d a un precio de U.S.\$/MMbtu 3,618 y (2) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 3 del Plan Gas.Ar por un volumen de 700.000 m³/d a un precio de U.S.\$/MMbtu 3,618; y ii) bajo el inciso b) del artículo 1 del Concurso (1) un volumen de 2.500.000 m³/d a un precio de U.S.\$/MMbtu 3,268 correspondiente al “Gas Plano Julio”; (2) un volumen de 2.750.000 m³/d a un precio de U.S.\$/MMbtu 3,784 correspondiente al “Gas de Pico 2024”; y (3) un volumen de 3.250.000 m³/d a un precio de U.S.\$/MMbtu 3,559 correspondiente al “Gas de Pico 2025”.

En el año 2023: (i) en el área Aguaragüe se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. Dicho acuerdo fue ratificado por el Decreto N° 543/23 emitido por el Poder Ejecutivo Provincial durante agosto de 2023. (ii) en Fortín de Piedra se perforaron 20 pozos de hasta 3.500 metros de rama horizontal y se pusieron en marcha 16 pozos, con muy buenas productividades; (iii) en Los Toldos I Norte se perforaron 4 pozos exploratorios con la finalidad de evaluar el potencial del área para un eventual desarrollo de shale gas y en Los Toldos II Este se terminaron 2 pozos appraisal con buenos resultados en shale oil; (iv) en Puesto Parada finalizó el ensayo de tres pozos appraisal con objetivo de shale oil en Vaca Muerta, obteniéndose buenos resultados; (v) en El Tordillo - La Tapera Puesto Quiroga se pusieron en marcha 15 nuevos pozos los cuales tuvieron un rendimiento menor al esperado; (vi) en diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33% de participación que Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área) posee en la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área Ramos y la concesión de transporte asociada. Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol S.A. y se celebró el comité operativo donde se trató la designación de Tecpetrol como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol, una vez aprobada la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319 por la Provincia de Salta. Con fecha 6 de mayo de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Salta el Decreto N° 214/24 por el cual se aprueba la mencionada transferencia, y con fecha 22 de mayo de 2024 nos hicimos cargo de la explotación del área.

En febrero de 2023, Tecpetrol acordó transferir a Alianza Petrolera S.A. los derechos y obligaciones emergentes de la concesión de explotación sobre el área Estancia La Mariposa, como también la posición contractual de Tecpetrol en la UT Lago Argentino. Dicho acuerdo incluyó además nuestra renuncia y la de Alianza Petrolera Argentina S.A., como titulares de las concesiones de explotación, de las áreas Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo. A la fecha de este Prospecto, la autorización por parte de la autoridad provincial de aplicación de la transferencia relativa a la concesión de Estancia La Mariposa se encuentra pendiente.

Durante el año 2024 Tecpetrol ha avanzado en el desarrollo de sus activos y la evaluación de nuevos desarrollos, destacándose como hitos salientes del año que: (i) En Fortín de Piedra se perforaron 18 pozos de hasta 3.500 metros de rama horizontal y se pusieron en marcha 21 pozos con muy buenas productividades, alcanzándose una producción acumulada desde el inicio del desarrollo de 28.320 MMm3 de gas, equivalente al consumo residencial de la Argentina durante 3 años; (ii) En Los Toldos II Este se perforaron 2 pozos horizontales de evaluación con buenos resultados, confirmando el potencial del área en shale oil; (iii) En Los Toldos I Norte se pusieron en marcha 4 pozos de evaluación con mejores resultados respecto a lo esperado, lo cual le otorga al área una mejor perspectiva para su desarrollo; (iv) En Puesto Parada se perforaron 8 pozos de desarrollo y se amplió la planta de tratamiento para tratar una producción de 6.000 barriles; y (v) En Aguaragüe se perforaron 2 pozos, con resultados diversos.

En enero de 2025 Tecpetrol acordó con YPF S.A. -sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas y otras condiciones precedentes- la venta de su participación en Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A y celebró un acuerdo para la reserva de capacidad y la prestación del servicio de transporte a través del Oleoducto Vaca Muerta Sur – Tramo 1 por la capacidad comprometida de 2.500 M³/d y la capacidad adicional de hasta 2.000 M³/d adicionales a la capacidad comprometida, cuando Tecpetrol la solicite y por un plazo de 15 años. El precio de venta de la participación en Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A se acordó en la suma de USD 15 millones, de los cuales USD 13,6 millones serán compensados con la obligación de pago por parte de la Sociedad en virtud del acuerdo de servicios de transporte firme antes mencionado y USD 1,4 millones serán cancelados en efectivo. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la transferencia de acciones antes referida no ha sido perfeccionada.

Con fecha 10 de marzo del 2025 la Sociedad junto con la Secretaría de Estado de Energía y Ambiente de la Provincia de Río Negro e YPF S.A. suscribieron el Acuerdo de prórroga correspondiente a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, hasta el 6 de septiembre de 2035, el cual entrará en vigencia a partir del día siguiente a la publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro de la Ley especial que lo ratifique. A la fecha de emisión del presente Prospecto, no se ha sancionado la referida Ley.

Antecedentes de Tecpetrol bajo el régimen de Oferta Pública:

Tecpetrol se encuentra autorizada para la oferta pública de obligaciones negociables en el marco de su Programa de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por hasta US\$ 2.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor), autorizado por la CNV mediante Resolución CNV N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017. Con fecha 21 de abril de 2022 mediante Disposición CNV N° DI-2022-7-APN-GE#CNV la CNV autorizó la prórroga del plazo de vigencia del Programa y la modificación de ciertos términos y condiciones del mismo. Con fecha 15 de abril de 2025 mediante Disposición CNV N°DI-2025-59-APN-GE#CNV la CNV autorizó el aumento del monto del Programa por hasta US\$ 2.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor).

Para mayor información acerca de las Obligaciones Negociables en circulación de la Compañía véase - “Capítulo XI Antecedentes Financieros. Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora.”

b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad

La industria del gas y petróleo en la Argentina

Reseña

La industria argentina del petróleo y el gas está regulada por (i) la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, promulgada en 1967, y modificada por la Ley N° 26.197, promulgada en 2007, y la Ley N° 27.007, promulgada en 2014, que estableció el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas natural; y (ii) la Ley N° 24.076, denominada la “Ley de Gas Natural”, del año 1992, que estableció las bases para la desregulación de las industrias del transporte y distribución del gas natural y creó el ENARGAS. Asimismo, mediante la Ley N° 27.742 denominada “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (en adelante, “Ley Bases”), publicada el 8 de julio de 2024 en el Boletín Oficial, se introdujeron modificaciones a la Ley de Hidrocarburos y la Ley del Gas.

El 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto N° 277/2022 (reglamentado por el Decreto N° 484/2022, publicado en el Boletín Oficial el 16 de agosto de 2022), mediante el cual se crearon los regímenes de

acceso a divisas para la producción incremental de petróleo (“RADPIP”) y de gas natural (“RADPIGN”) y el régimen de promoción de empleo, trabajo y desarrollo de proveedores regionales y nacionales (“RPEPNIH”). Dicho Decreto principalmente flexibiliza el acceso al MLC a los beneficiarios que incrementen la producción de gas y/o petróleo, y que para poder acceder al RADPIP y al RADPIGN, se deben cumplir con los siguientes requisitos: (i) estar inscriptos en el registro de empresas petroleras de la Secretaría de Energía; (ii) adherir al régimen; (iii) obtener una producción incremental de crudo o niveles de inyección incremental de gas natural; (iv) cumplir con el RPEPNIH; y (v) ser adjudicatario, y cumplir con las obligaciones previstas, en el Plan Gas.Ar. Los beneficiarios de dichos regímenes tendrán acceso al MLC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con sociedades vinculadas no residentes y para el pago de utilidades y dividendos que correspondan a estados financieros cerrados y auditados y/o la repatriación de inversiones directas de no residentes. El acceso al MLC bajo este régimen no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA, en caso en que la norma cambiaria así lo estableciera, y que los beneficios de acceso a divisas que se obtengan por adherir al RADPIP y/o al RADPIGN serán tomados a cuenta y oportunamente descontados de otros beneficios. Respecto al RPEPNIH, se controlarán los planes de desarrollo de proveedores que aseguren la integración regional y nacional, y que el 16 de enero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 13/2023 de la Secretaría de Energía aprobando las condiciones generales de los regímenes de acceso a divisas creados por el mencionado Decreto 277/22. Para mayor información véase “*Información Adicional—Controles de Cambio—Otras disposiciones específicas*” del Prospecto.

Exploración y Producción

Permisos y Concesiones

En virtud de la Ley de Hidrocarburos (y sus modificatorias), las autoridades federales y/o provinciales competentes pueden otorgar permisos de exploración luego de la presentación de licitaciones. El titular de un permiso de exploración posee el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada en el permiso. Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de 100 unidades y los que se otorguen sobre la plataforma continental no podrán superar las 150 unidades y puede tener una vigencia de hasta 11 años, 13 años o 14 años, para la exploración convencional, la exploración no convencional y la exploración en la plataforma continental y en el mar territorial, respectivamente.

En caso que el titular de un permiso de exploración descubra cantidades de petróleo o gas que sean comercialmente explotables, tendrá el derecho de obtener una concesión de explotación exclusiva por 25, 30 o 35 años para la producción y el desarrollo de este petróleo y gas (depende de cómo se pretendan extraer esos hidrocarburos mediante el uso de métodos convencionales o no, de los depósitos hidrocarburíferos con determinadas características de permeabilidad específicas, de si están situados en el continente o en la plataforma continental o mar territorial). El Poder Ejecutivo, ya sea nacional o provincial, según corresponda, podrá establecer plazos diferentes de hasta un máximo de 10 años respecto de los previstos, de manera fundada y motivada, justificando el apartamiento de los plazos originales. Las concesiones de explotación y de transporte otorgadas antes de la sanción de la Ley de Bases seguirán rigiéndose, hasta su vencimiento, por los plazos establecidos en el marco legal vigente al momento de la aprobación de esta ley.

En virtud de la Ley N° 26.197, la facultad de prorrogar las vigencias de los permisos y concesiones existentes y nuevas fue puesta a cargo de los gobiernos de las provincias donde se encuentre el yacimiento en cuestión (y del gobierno nacional respecto de yacimientos mar adentro que sobrepasen las 12 millas náuticas). Al momento del vencimiento del permiso y/o concesión (incluyendo sus eventuales prórrogas), las provincias tienen el derecho de conferir nuevos permisos y/o concesiones relacionadas con los yacimientos en cuestión. En caso de que se acceda a una concesión de explotación antes del vencimiento del permiso de exploración,

el período restante de tiempo de dicho permiso puede ser convertido y agregado a la correspondiente concesión de explotación.

Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho de conducir todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción del petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. Una concesión de explotación permite que el titular obtenga una concesión de transporte para el petróleo y gas producido. Ver el punto “*Concesiones de Transporte de Hidrocarburos líquidos*” más abajo.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación generalmente requieren que los titulares lleven a cabo todas las obras necesarias para buscar o extraer hidrocarburos racional y económicamente explotables con el uso de técnicas adecuadas y que realicen las inversiones especificadas.

Canon y Regalías

En virtud de la Ley de Hidrocarburos y sus modificatorias, los titulares de un permiso de exploración, deben pagar anualmente y por adelantado al Poder Ejecutivo Nacional o provincial, según corresponda, un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

- Primer período: El monto equivalente en pesos de cero coma cincuenta (0,50) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- Segundo período: El monto equivalente en pesos de dos (2) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- Prórroga: El monto equivalente en pesos a quince (15) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.

Asimismo, los titulares de una concesión de explotación pagarán anualmente y por adelantado al Poder Ejecutivo Nacional o provincial, según corresponda, el monto equivalente en pesos de diez (10) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área.

Los cánones a pagar se ajustarán tomando como referencia el precio promedio del barril de petróleo, basado en la cotización del ‘ICE Brent Primera Línea’. Este precio promedio corresponderá al observado durante el primer semestre del año anterior al que se efectúa la liquidación.

El tipo de cambio a utilizar para la liquidación del canon será el correspondiente a dólares estadounidenses divisa vendedor del Banco de la Nación Argentina vigente el día hábil anterior al de efectivo pago.

Asimismo, la Ley Bases modificó el régimen de regalías. Estableció que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente -en concepto de regalía sobre el producido y efectivamente aprovechado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos- el porcentaje determinado en el proceso de adjudicación. Para los contratos vigentes a la fecha de sanción de la Ley Bases, la regalía será la que se haya convenido con el Poder Ejecutivo Nacional o provincial, según corresponda.

El Poder Ejecutivo Nacional o provincial, según corresponda, podrá reducir la regalía hasta el 5%, teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Finalmente, establece que las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingresos sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos, en su carácter de concedentes.

Para aquellas concesiones otorgadas antes de la aprobación de la Ley Bases deberán abonar sobre el valor en boca de pozo de la producción de petróleo crudo y de los volúmenes de gas natural vendidos una regalía

del 12%, y un porcentaje en concepto de canon extraordinario en ciertas concesiones que han sido prorrogada.

Asimismo, la Resolución de la SE N° 435/2004 (modificada por la Resolución N° 68/2024), que regula ciertos aspectos relativos a la información que deben suministrar los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación a los efectos del pago de las regalías, prevé que en caso de que el titular de una concesión asigne producción de crudo para otros procesos de industrialización en sus plantas, deberá acordar con las autoridades provinciales o con la SE, según corresponda, sobre el precio de referencia a ser utilizado a los fines del cálculo de las regalías. Adicionalmente, mediante Resolución N° 571/19 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (modificada por la Resolución N° 35/2021 de la Secretaría de Energía), se instruyó a los transportistas para que establezcan una metodología de compensación, denominada banco de calidad, que indirectamente podría afectar los ajustes que realicen los titulares de permisos o concesiones al liquidar sus regalías.

Reversiones de Áreas

Al vencimiento del plazo de una concesión de explotación o al momento de su efectiva resolución, todos los pozos de petróleo y de gas, más las instalaciones y el equipamiento operativo y de mantenimiento, retornan a la provincia donde se ubica la reserva o al gobierno nacional en el caso de reservas bajo jurisdicción federal (es decir, ubicadas sobre la plataforma continental sobrepasando las 12 millas náuticas mar adentro), sin ningún tipo de compensación.

Transporte y procesamiento de Hidrocarburos

La Ley Bases modifica el régimen de concesiones de transporte para dar lugar a un régimen de autorizaciones de transporte y habilitaciones de procesamiento otorgadas por el Poder Ejecutivo o la autoridad provincial, según corresponda. Las concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la sanción de Ley Bases continuarán rigiéndose conforme las condiciones dispuestas en su otorgamiento.

Los aspectos salientes del nuevo régimen introducido por la Ley Bases son los siguientes:

- Las autorizaciones de transporte confieren el derecho de transportar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema, con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes.
- Las autorizaciones de transporte serán otorgadas por el Poder Ejecutivo Nacional o provincial, según corresponda a las personas que reúnan los requisitos previstos en el Artículo 5 de Ley de Hidrocarburos; la autoridad de aplicación nacional llevará un registro de los autorizados para transportar y los habilitados a procesar hidrocarburos.
- El titular de una concesión de explotación tendrá derecho a una autorización de transporte de sus hidrocarburos. Sin perjuicio de ello, en el caso que dispongan la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites de alguno de los lotes concedidos, estarán obligados a obtener una autorización de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos. Cuando las instalaciones permanentes no rebasen los límites de los lotes de la concesión, la autorización será facultativa y será otorgada en las mismas condiciones que la concesión de explotación.

Las autorizaciones otorgadas a los referidos concesionarios de explotación serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las autorizaciones de transporte. Vencidos los plazos, las instalaciones pasarán al dominio de Estado Nacional o provincial, según corresponda, sin gravamen alguno y de pleno derecho. En los casos de cesión de una autorización de transporte otorgada en virtud de lo dispuesto en el párrafo precedente, los autorizados podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones y se encuentren transportando hidrocarburos al momento de solicitar la prórroga.

- Los titulares de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos podrán solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos y/o sus derivados a la autoridad hasta sus instalaciones de industrialización y desde las mismas hasta los centros y/o instalaciones de ulteriores procesos de industrialización o comercialización. Estas autorizaciones no estarán sujetas a plazo.
- Las concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la sanción de la Ley Bases se registrarán por los términos y condiciones de su otorgamiento.
- Las autorizaciones de transporte y las habilitaciones de procesamiento en ningún caso implicarán un derecho de exclusividad para quien realiza la actividad.
- Mientras las instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los autorizados estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias. Si una persona es titular de capacidad de transporte y no la usare, la misma debe ser puesta a disposición de terceros para su utilización; pero siempre subordinado a las necesidades del propio autorizado a transportar. Los autorizados a transportar hidrocarburos no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de su posición dominante en el mercado.
- Quienes fueren habilitados a procesar hidrocarburos deberán procesar los hidrocarburos de terceros hasta un máximo del cinco por ciento (5%) de la capacidad de sus instalaciones siempre que no se comprometa la seguridad del proceso, que las partes arriben a un acuerdo por el servicio a prestar y que el solicitante se haga cargo de los costos asociados a la conexión a la planta. Dicho porcentaje podrá ser incrementado: (i) por acuerdo de partes en cualquier momento y/o; (ii) por la autoridad de aplicación una vez transcurridos cuatro (4) años desde la habilitación comercial de la planta y en caso de persistir la capacidad remanente u ociosa de la planta. Si se tratare de plantas de procesamiento de combustible líquido, el servicio de procesamiento incluirá el servicio de almacenaje. Estas previsiones no resultarán aplicables a las unidades de proceso que integran complejos de refinación y sus instalaciones de almacenamiento vinculadas, a las plantas de licuefacción de gas natural ni a las autorizaciones de transporte de hidrocarburos otorgadas a los titulares de dichas plantas de licuefacción.
- La autoridad de aplicación nacional o provincial, según corresponda, establecerá normas de coordinación y complementación de los sistemas de transporte.

Los respectivos gobiernos provinciales poseen la misma facultad respecto de concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

Asimismo, bajo el Decreto N° 115/2019, publicado en el Boletín Oficial el 8 de febrero de 2019, se estableció la posibilidad de que los titulares de las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos que

se otorguen a partir de la entrada en vigencia del mismo, así como los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad a su entrada en vigencia - respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones efectuadas con posterioridad a su entrada en vigencia -, podrán celebrar contratos de reserva de capacidad en firme con aquellos cargadores que estén interesados.

El titular de una autorización de transporte tiene el derecho de:

- Transportar hidrocarburos y sus derivados
- Construir y operar tuberías para petróleo y gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías y las demás instalaciones y el equipamiento necesario para la eficaz operación de un sistema de tuberías.

Las autorizaciones de transporte y las habilitaciones de procesamiento en ningún caso implicarán un derecho de exclusividad para quien realiza la actividad.

El titular de una autorización de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos para terceros sin discriminación alguna, por el pago de una tarifa. Esta obligación, sin embargo, se aplica a productores de petróleo y gas sólo en la medida que los titulares de las concesiones dispongan de capacidad excedente y se encuentren expresamente subordinados a los requisitos de transporte del titular de la autorización de transporte. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación de la Subsecretaría de Hidrocarburos para los ductos de petróleo y del ENARGAS para los gasoductos.

(i) Distribución y transporte de gas natural

Por su parte, la Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural, considerándolos como servicios públicos. La Ley de Gas Natural tiene como objetivo: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, el transporte y la distribución de gas natural; (iv) asegurar el abastecimiento suficiente del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y la distribución eficaz y segura.

Las habilitaciones para el transporte y distribución de gas natural serán otorgadas por un plazo de 35 años desde la fecha de su adjudicación. Con una anterioridad no menor de 18 meses a la fecha de finalización de una habilitación, el ENARGAS, a pedido del prestador respectivo, llevará a cabo una evaluación de la prestación del servicio por el mismo a los efectos de proponer al Poder Ejecutivo nacional la renovación de la habilitación por un período adicional de 20 años.

Toda la capacidad de transporte de gas en gasoductos, excepto por aquella que corresponda a evacuación de producción propia del concesionario en virtud de los artículos 28 y 43 de la Ley de Hidrocarburos, se encuentra sujeta a dicho régimen regulado.

El sistema de transmisión de gas se divide actualmente en dos sistemas, principalmente en función de su geografía (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), diseñados para darle a ambos sistemas acceso a las fuentes de gas y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos empresas transportadoras. Además, el sistema de distribución se divide en nueve distribuidoras regionales, entre las que se incluyen dos distribuidoras que abastecen el área del Gran Buenos Aires.

En el caso de gasoductos que se construyan o amplíen a futuro, los transportistas puedan negociar libremente sus contratos de transporte con productores en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, limitando el régimen regulado a la capacidad de transporte no comprometida en tales contratos.

(ii) Concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos

En lo que respecta al transporte de hidrocarburos líquidos, por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 643/2022, publicada con fecha 14 de septiembre de 2022, en uso de las facultades otorgadas mediante Decreto N° 574/2022 de fecha 2 de septiembre del referido año, se prorrogó por el plazo de 10 años, a partir del 14 de noviembre de 2027, la concesión de transporte de hidrocarburos correspondiente a los oleoductos troncales de acceso a Allen y del oleoducto Allen-Estación Puerto Rosales de titularidad de Oldelval, y su respectiva ampliación denominada Medanito-Puesto Hernandez. Todo ello, de conformidad con los condicionamientos y requisitos fijados en la respectiva norma citada.

Asimismo, mediante Resolución N° 875/2022 de la Secretaría de Energía, publicada con fecha 30 de diciembre de 2022, según los términos y condiciones allí fijados, se prorrogó a partir del 14 de noviembre de 2027, y por el plazo de DIEZ (10) años, la concesión de transporte de la Estación de Bombeo y la Terminal Marítima de Puerto Rosales de titularidad de Oiltanking Ebytem S.A. (OTE S.A.), y su respectiva ampliación, denominada Puerto Rosales – Puerto Galván.

Finalmente, por medio de la Resolución N° 219/2024, la Secretaría de Energía aprobó la tarifa máxima aplicable a los cargadores por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos efectuado a través del Oleoducto “Sierras Blancas – Allen”, cuya traza atraviesa las provincias de Neuquén y Río Negro, en el valor de U.S.\$6,92 por metro cúbico. Esta tarifa tendrá vigencia por 5 años desde la publicación de la Resolución en el Boletín Oficial, que tuvo lugar el 20 de agosto de 2024.

Las empresas concesionarias transportistas no podrán cobrar tarifas superiores a las aprobadas en la referida resolución, y deberán informar, anualmente, durante el mes de junio, las tarifas efectivamente aplicadas a sus cargadores, y deberán presentar los contratos de transporte celebrados.

Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)

Petróleo

Exportaciones e importaciones de Petróleo

El 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018, disponiendo un derecho de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de \$3 por cada dólar.

La Ley Bases dispone el libre comercio internacional de hidrocarburos. De esta manera, los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores podrán exportar hidrocarburos y/o sus derivados libremente sujetos a la no objeción del Poder Ejecutivo Nacional quien, a tales efectos y, entre otros aspectos, deberá considerar:

1. los requisitos habituales vinculados al acceso de los recursos técnicamente probados; y
2. que, en caso de ocurrir, la objeción por parte de la Secretaría de Energía, la cual sólo podrá ser ejercida dentro de los 30 (treinta) días de ejercido el derecho de exportación, esté fundada por motivos técnica o económicamente en la seguridad del suministro. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría de Energía no podrá realizar objeción alguna.

Con respecto a las importaciones, hasta el 31 de diciembre de 2024 en un 3% la alícuota de la tasa de estadística que grava operaciones de importación para consumo, excepto respecto a la mercadería originaria del MERCOSUR o a aquella negociada en acuerdos preferenciales negociados por Argentina.

Gas Natural

Comercialización de Gas Natural

La Ley de Gas Natural regula la distribución y el transporte de gas natural considerando ambas actividades como servicios públicos e intenta: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, transporte y distribución de gas natural; (iv) asegurar el suficiente abastecimiento del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y distribución eficaz y segura.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural; también prohíbe ciertas formas de copropiedad entre transportistas, distribuidores y minoristas para no permitirles a ellos ni a sus afiliadas controlar más de un tipo de esas entidades.

Las restricciones impuestas por el gobierno nacional luego del año 2002 sobre la operación del libre mercado ocasionaron una disminución de las inversiones en exploración y desarrollo mientras que la demanda de gas natural se incrementó en gran medida mientras la economía se recuperaba.

El 16 de febrero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/2004 introdujo reformas sustanciales al marco legal. Este Decreto (i) constituyó un fondo fiduciario para las inversiones relacionadas con la expansión de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural; (ii) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las ventas diarias de gas al contado; (iii) adoptó medidas para mejorar la eficacia del mercado de gas natural; (iv) aprobó un mecanismo para interrumpir el abastecimiento cuando las empresas de distribución observaran determinadas restricciones en el sistema; (v) autorizó a la SE para crear categorías de consumidores ordenando que compraran el gas directamente de los productores; y (vi) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte. De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas diarias de gas natural al contado deben ser comercializadas a través del MEG.

Para la comercialización de gas natural con destino a abastecer la demanda de generación de energía eléctrica, la Resolución 95/2013 de la Secretaría de Energía centraliza la gestión comercial y el despacho de combustibles en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”).

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

Cabe mencionar que, con la finalidad de fomentar la producción de gas natural, el Gobierno adoptó diferentes programas de estímulo en los últimos años.

En el año 2020, el Gobierno lanzó el “Plan De Promoción De La Producción Del Gas Natural Argentino– Esquema De Oferta Y Demanda 2020-2024”, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020. Este régimen reguló la comercialización a mediano plazo del gas natural por parte de las empresas productoras de hidrocarburos, por una parte, y las Licenciatarias del Servicio de Distribución de gas natural, IEASA (actualmente ENARSA) y CAMMESA, por la otra.

Dicho esquema de comercialización ha sido luego ampliado y modificado en los términos de lo dispuesto bajo el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022.

Se proporcionan detalles de ambos programas a continuación:

Plan de promoción de la producción del Gas Natural Argentino—esquema de oferta y demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar)

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20, el Poder Ejecutivo declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino y aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

El Plan contempla como objetivos: 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; proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural; promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera; mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural; sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional; coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno; generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica; establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

En el marco de dicho Decreto, con fecha 20 de noviembre de 2020 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 317/2020 que convocó a un Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70.000.000 m3/día por cuatro años a partir de enero de 2021 y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

Las condiciones particulares de suministro, que incluyen la cláusula de Deliver or Pay (diaria) del 100% de la capacidad contratada y de Take or Pay (mensual) del 75% de la capacidad contratada, los modelos de planes de inversión a ser presentados por las empresas oferentes, los términos del compromiso de incremento de contrataciones nacionales y planes a ser presentados por los oferentes a tales fines, y los términos de la renuncia que debían presentar las empresas que oportunamente hubieran adherido al Programa Res. 46/17, para poder participar en el concurso referido en el párrafo precedente, y que ésta, sujeta a la vigencia y validez del mencionado Plan, consistía en renunciar a reclamar, ya sea en sede administrativa, judicial, extrajudicial y/o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y/o en el ámbito internacional -incluyendo reclamos de conformidad con tratados con disposiciones de promoción y protección de inversiones extranjeras-, en relación con cualquier cuestión vinculada a solicitudes de pago bajo el Programa Res. 46/17 por volúmenes entregados a partir del inicio de las entregas bajo el Plan que excedan la proyección mensual de producción incluida (curva original) considerada en la aprobación de la adhesión de los proyectos de titularidad de la Sociedad al Programa Res. 46/17.

El 2 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 354/2020 de la Secretaría de Energía, estableciendo los parámetros para la actuación de CAMMESA dentro del Plan Gas.Ar:

(a) define cuáles serán los volúmenes “firmes” de gas para CAMMESA; y

(b) instruye a CAMMESA a realizar la asignación de los cupos de gas natural para su consumo en generación térmica de acuerdo a cierto orden de prioridad de despacho.

Esta resolución estableció también los nuevos precios máximos de PIST, para cada cuenca, para la producción de gas natural no incluida en el Plan Gas.Ar.

A través de la Resolución SE N° 403/2022, publicada en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022, la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar (en todas sus rondas), que serían de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del día 1° de junio de 2022.

Adjudicación en el marco “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”

El “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028” fue aprobado por el DNU N° 730/2022 de fecha 11 de noviembre de 2022 (modificatorio del anterior Decreto 892/2020).

Entre los fundamentos del Plan, se enumeran:

(a) consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m3/d) adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;

(b) conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022);

(c) procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción on shore y off shore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

El Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de CAMMESA.

Contempla los siguientes objetivos:

- a) 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.
- b) Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.
- c) Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d) Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.

- e) Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f) Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g) Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h) Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i) Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural, compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, el Decreto N° 730 (modificatorio del Decreto N° 892/2020) faculta a la Secretaría de Energía a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme la Ley N° 24.076.

De este modo, el esquema a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

- a) Volumen: es establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Puede ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b) Plazo: se extiende hasta el año 2028 inclusive. Este plazo puede ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c) Exportaciones: pueden ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía.
- d) Precio mínimo de exportación: la autoridad de aplicación establece en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 17.319.
- e) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema son negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia
- f) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de

bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.

- g) Misceláneas: se prevén otros aspectos que, a criterio de la Secretaría de Energía, resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

Se plantea un esquema competitivo: desde la Secretaría de Energía se convoca a la firma de contratos directos entre productores, por un lado, y la demanda prioritaria (licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras) como la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

El precio del gas en el PIST surge de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para reducir el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia de los últimos años.

Dependiendo de la instancia, los productores deben comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos, o bien comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y a comercializar la producción asociada al mismo, en los términos que prevea la autoridad de aplicación en la reglamentación del esquema. En cualquiera de los casos, en una actividad con declino geológico, ello implica un volumen de inversión significativo que -a la vez- tracciona los niveles de empleo.

A los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectúa, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

Se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, a aquellos Productores Firmantes que presenten precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen en las Rondas, de manera tal que ello redunde en un ahorro fiscal para el Estado Nacional. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en las futuras Rondas.

La Secretaría de Energía define, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en las Rondas para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (pass through) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la autoridad de aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta iniciativa tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria.

El 10 de enero de 2023 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 6/2023 de la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución N° 113/2023 y 41/2024), mediante la cual determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarbúferas del País 2023-2028” (Plan Gas.Ar), aplicable a los

consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente, conforme surge del Anexo que integra la resolución.

Asimismo, instruye a ENARSA, a las empresas productoras y a las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes que hayan celebrado contratos o acuerdos de abastecimiento en el marco del Plan Gas.Ar., para que, en el plazo de 5 días corridos de la publicación de la presente, o el hábil siguiente, adecuen dichos instrumentos conforme a lo establecido en la resolución, y sean presentados en dicho plazo a la Secretaría de Energía y al ENARGAS.

Por último, en el 2024, por medio de las resoluciones N° 93/2024, 191/2024, 232/2024, 284/2024, 386/2024 se actualizó el precio de gas en el PIST y se estableció que el precio sea trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimientos vigentes en el marco del Plan Gas.Ar. Asimismo, se ordenó a ENARSA y aquellas empresas que hayan celebrado contratos o acuerdos de abastecimiento en el marco del Plan Gas.Ar a adecuar los instrumentos conforme los precios dispuestos y presentarlos ante la SE y ENARGAS.

Nuevo Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 (el “Régimen de Fomento”), modificado por el Decreto N° 836/2021, que establece un nuevo régimen de promoción de inversiones para las exportaciones, con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento incluye inversiones para nuevos proyectos productivos en, entre otras, las actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del régimen no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes
- Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión extranjera directa mínima de cien millones de dólares americanos (U.S.\$100.000.000)
- Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen del Régimen de Fomento podrán, a partir de transcurrido un (1) año desde el ingreso de los fondos extranjeros a través del MLC, aplicar hasta el 20% de los ingresos en moneda extranjera obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el monto bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario en el Mercado Cambiario para financiar el proyecto, no se tomarán en cuenta los flujos de divisas provenientes de las exportaciones.

Por su parte, se establecen beneficios adicionales según el grado de la inversión en los proyectos incluidos en el Régimen de Fomento.

Los beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

El 23 de diciembre de 2019, el Gobierno argentino promulgó la Ley de Solidaridad que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

La Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional a:

- (I) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal por un plazo máximo de hasta 180 días a partir de la vigencia de la ley (desde el 23 de diciembre de 2019);

El 19 de junio de 2020, a través del Decreto 543/2020, el Poder Ejecutivo Nacional extendió el congelamiento de tarifas establecido en la Ley de Solidaridad por un plazo adicional de 180 días desde la finalización del plazo anterior. Todo esto con el objetivo de reducir la carga tarifaria de los hogares y las empresas durante el 2020.

A través del Decreto 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, el congelamiento de tarifas impuesto por la Ley de Solidaridad es extendido por un plazo adicional de 90 (noventa) días desde la finalización del plazo establecido por el Decreto 543/2020, o hasta que los nuevos cuadros tarifarios transitorios entren en vigor, lo que ocurra primero.

- (II) Iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, ley 24.076 y demás normas concordantes, por un plazo máximo de hasta 180 días a partir de la vigencia de la ley. Las provincias fueron también invitadas a adherirse a estas políticas.

En este sentido, el Decreto N° 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. Si bien el Decreto N° 1020/2020 estableció que el término de la renegociación no podía exceder los dos (2) años desde su emisión, mediante el Decreto N° 815/2022 el plazo fue prorrogado por un año adicional a partir de su vencimiento.

(III) Intervenir administrativamente el ENARGAS y el ENRE por el término de un año.

A través del Decreto N° 278/2020, el Poder Ejecutivo Nacional intervino el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, nombrando un interventor y definiendo sus respectivos poderes y autoridades. Además, de forma efectiva desde la entrada en vigor del decreto, los miembros vigentes del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos de sus funciones hasta tanto el ENARGAS dejó de estar intervenido. La intervención del ENARGAS fue objeto de sucesivas prórrogas (a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022), y continúa vigente: el 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio. El 29 de diciembre de 2023, la Resolución 5/2023 de la Secretaría de Energía fue publicada en el Boletín Oficial, la cual designó al Ing. Carlos Alberto María Casares como Interventor del ENARGAS.

Mediante el Decreto N° 332/2022, publicado en el Boletín Oficial el 16 de junio de 2022, el Poder Ejecutivo estableció, a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios de justicia y equidad distributiva. El régimen de segmentación se basa en la categorización de los usuarios residenciales de dichos servicios en 3 grupos, según el nivel de ingresos conjunto de los habitantes del hogar: mayores (Nivel 1), menores (Nivel 2) y medios (Nivel 3). La autoridad de aplicación del régimen de segmentación es la Secretaría de Energía.

El 29 de abril de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2023 que ratificó las adendas a los acuerdos transitorios de renegociación del régimen tarifario de transición para la adecuación transitoria de la tarifa de gas natural suscriptas con las empresas mencionadas. Esto último permitió la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios conforme Resolución ENARGAS N° 196/2023, la cual refleja los incrementos diferenciales por categoría acordados en la tarifa de Distribución, que arrojan un incremento promedio del 105%. Esta resolución además contempla los incrementos otorgados en la tarifa de transporte, así como los precios de gas vigentes desde el 1 de marzo de 2023 conforme la Resolución SE N° 6/2023.

El 15 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 704/2023 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a Audiencia Pública N° 104 con el objeto de poner a consideración:

- La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- El traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución;
- La determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes;
- El tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes;
- El tratamiento de la incidencia del precio del gas en el costo del gas natural no contabilizado (GNNC);
- La reversión del Gasoducto Norte - criterios de tarificación y asignación de capacidad.

La audiencia fue convocada para el 8 de enero de 2024.

Por Resolución ENARGAS N° 52/2024, publicada en el Boletín Oficial el 15 de febrero de 2024, el Ente resolvió:

- Declarar la validez de la Audiencia Pública N° 104;
- Hacer saber que la aprobación de las tarifas transitorias que resulten de los análisis pertinentes en los términos de la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario, las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y Distribución, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, tendrá lugar dentro de los treinta (30) días hábiles administrativos de publicada la presente;
- Hacer saber que la “Determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes”, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, será objeto de análisis adicionales, considerando las cuestiones sustantivas y adjetivas del mecanismo de readecuación, y sus resultados se darán a conocer dentro de los noventa (90) días hábiles administrativos de publicada la presente;
- Hacer saber que el tratamiento de la incidencia del Gas Natural no Contabilizado (GNNC) y el costo de flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) respecto de las localidades abastecidas por gas propano/butano indiluido por redes, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, será evaluado en oportunidad de la Revisión Quinquenal Tarifaria ordenada por el Decreto N° 55/2023; sin perjuicio de los ajustes propios del margen de distribución en los términos del artículo 2° de la presente;
- Hacer saber que los criterios definitivos para la Reversión del Gasoducto Norte - de tarificación y asignación de capacidad-, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, serán establecidos en oportunidad de la Revisión Quinquenal Tarifaria ordenada por el Decreto N° 55/2023.

Decretos de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 y 1023/2024 – Emergencia del sector energético nacional

Mediante el DNU N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal. La emergencia y sus acciones asociadas tendrían vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

El DNU instruye a la Secretaría de Energía para elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

Asimismo, se determinó el inicio de la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural. La entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podría exceder del 31 de diciembre de 2024.

El DNU establece que hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.

El DNU también dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio. La Secretaría de Energía tiene la facultad de designar a los interventores del ENRE y del ENARGAS. Entre sus facultades, los interventores tendrían a su cargo la realización del proceso de revisión tarifaria. Cabe señalar que con fecha 16 de julio de 2024, por medio de la Resolución N° 175/2024 (prorrogada por la Resolución N° 212/2024 publicada el 14 de agosto de 2024),

la Secretaría de Energía convocó a Concurso Abierto de Antecedentes y Oposición para la designación de los miembros del Directorio del ENARGAS.

Mediante el DNU el PEN invitó a las provincias a coordinar con la Secretaría de Energía las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de servicios de distribución eléctrica en sus jurisdicciones.

Por último, el 20 de noviembre de 2024, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1023/2024, mediante el cual el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó hasta el 9 de julio de 2025 la emergencia del Sector Energético Nacional, que había sido declarada por el DNU N° 55/2023. Esta prórroga afecta los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, así como el transporte y distribución de gas natural.

Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 – Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

Mediante el DNU N° 70/2023, publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.

El DNU N° 70/2023 establece que el Estado Nacional promoverá y asegurará la vigencia efectiva, en todo el territorio nacional, de un sistema económico basado en decisiones libres, adoptadas en un ámbito de libre concurrencia, con respeto a la propiedad privada y a los principios constitucionales de libre circulación de bienes, servicios y trabajo. Para cumplir ese fin, se dispondrá la más amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y quedarán sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda.

En lo que respecta a la industria gasífera, el DNU faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de gas natural según las Leyes N° 17.319 y 24.076, sus complementarias, modificatorias y reglamentarias.

Se establece que dicho beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, a ser establecido por la reglamentación. A los efectos de calcular el costo de los consumos básicos, se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro. A los efectos de implementar la segmentación de la asignación de subsidios a los usuarios de servicios públicos de gas natural por red.

Se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios.

El Decreto N° 465/2024, publicado en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2024, la SE determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional, a fin de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: (i) trasladar a los usuarios los costos reales de la energía; (ii) promover la eficiencia energética; y (iii) asegurar a los usuarios residenciales vulnerables, el acceso al consumo indispensable de energía eléctrica, gas por redes y gas envasado. Se estableció un Periodo de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados que se extenderá desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

Asimismo, la Resolución 91/2024 publicada en el Boletín Oficial el 5 de junio de 2024, estableció que, durante el Período de Transición, es decir desde el 1º de junio hasta el 30 de noviembre de 2024, para los consumos de gas natural por red, se extienden a los usuarios incluidos en el Nivel 2, los topes de consumo establecidos para los usuarios del Nivel 3. La resolución dispuso que los consumos realizados por encima de los “*consumos base*” se considerarán “*consumos excedentes*” a los efectos de la bonificación y las tarifas.

Ley 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos

El 8 de julio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial, la Ley Bases mediante la cual se introdujeron modificaciones a la Ley de Gas Natural y a la Ley de Hidrocarburos.

Entre las modificaciones principales a la Ley de Hidrocarburos, se encuentran:

- Se incluyen las actividades de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos dentro del régimen regulatorio;
- Se establece como objetivo principal la optimización de las ganancias obtenidas de la explotación de los recursos;
- Se eliminan las restricciones a la exportación de hidrocarburos y se introduce la libertad de comercialización y exportación de hidrocarburos y derivados, prohíbe la intervención del mercado y fijación de precios en el mercado interno.
- Se permite la reconversión de las concesiones de explotación convencional a no convencional hasta el 31 de diciembre de 2028;
- Se definen requisitos específicos para la licitación y se elimina la posibilidad de prórroga en las concesiones de explotación;
- Se modifica el canon a cargo de los concesionarios y permisionarios;
- Se modifica el régimen de regalías, con excepción de las concesiones ya adjudicadas;
- Se modifica las concesiones de transporte por el régimen de autorizaciones de transporte y almacenaje, y habilitaciones de procesamiento de hidrocarburos.
- Se permite la presentación de sociedades extranjeras en concursos públicos para la obtención de permisos y concesiones, entre otras.
- Se limita fuertemente la intervención de empresas estatales en las actividades reguladas por la ley de hidrocarburos.

Entre las modificaciones principales a la Ley de Gas Natural, se encuentran:

- Se elimina la necesidad de obtener autorización previa para importar gas natural.
- Se elimina la limitación con respecto a no afectar el abastecimiento del mercado interno. El Gas Natural Licuado tendría un régimen especial, en donde se garantizan condiciones firmes de exportación una vez autorizadas, no pudiendo ser modificadas.
- Se extienden las licencias correspondientes a los servicios de transporte y distribución de gas natural de un plazo de 10 a 20 años.
- Se crea el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, que reemplazará al ENRE y el ENARGAS y asumirá sus funciones.

El 28 de noviembre de 2024, a través del dictado del Decreto 1057/2024, el Poder Ejecutivo reglamentó los Capítulos I (“*Hidrocarburos. Modificaciones a la ley 17.319*”) y II (“*Gas natural. Modificaciones a la ley 24.076*”) de la Ley Bases.

El Decreto N° 1057/2024 describe los procedimientos de exportación, incluido el mantenimiento del

Registro de Contratos de Operaciones de Exportación, e introduce el procedimiento de objeción previsto en el artículo 6 modificado de la Ley de Hidrocarburos. Las objeciones podrán basarse en la falta de disponibilidad de hidrocarburos (afectando la seguridad del suministro) y/o en la existencia y/u ocurrencia de variaciones imprevistas y significativas en precios de mercado interno. La SE podrá fundadamente objetar total o parcialmente exportaciones debido a variaciones significativas e imprevistas en los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, en forma temporaria y hasta que dicha situación haya finalizado. La objeción de la SE deberá sustentarse en estudios y análisis técnico-económico, y las proyecciones deberán permitir una adecuada evaluación del alcance de la exportación en cuestión y su incidencia en las condiciones de seguridad del suministro del mercado interno. La seguridad del suministro en el mercado interno comprende la disponibilidad de hidrocarburos y/o sus derivados en volumen, calidad y condiciones económicas comerciales razonables para el abastecimiento de las necesidades del mercado interno, incluyendo las fuentes y costos de importación de hidrocarburos y combustibles alternativos.

Exportaciones de Gas Natural y Prioridades para la Oferta Interna

De conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural, las exportaciones de gas se encuentran sometidas a la previa aprobación de la SE a fin de asegurar que el abastecimiento interno no se vea afectado.

En marzo de 2004, la SE dictó la Resolución N° 265/04 y adoptó medidas tendientes a asegurar el correcto abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de electricidad. Entre las medidas adoptadas, se encontraban:

- la suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural;
- la suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes para exportar gas natural;
- la suspensión de todas las solicitudes para nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas en ese entonces o en el futuro ante la SE; y
- la autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un plan de racionalización de las exportaciones de gas y la capacidad de transporte.

La SE obligó a los productores a tener como primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a las tuberías de determinados consumidores preferenciales y ordenó a las empresas de transporte garantizar estas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En general, estas reglamentaciones subordinaron todas las exportaciones de gas natural a la previa entrega de volúmenes de gas natural que fueran suficientes para satisfacer la demanda del mercado interno.

Por medio del Decreto 893/2016, publicado en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016 se estableció un esquema particular de autorizaciones de exportaciones temporarias de gas, destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquellas en que sea necesario utilizar infraestructura de países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino. Posteriormente, el régimen descripto fue revisado y actualmente se rige por la Resolución N° 104/2018 de la Secretaría de Energía, sus modificatorias y reglamentarias (Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y Decisión N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles). Estas regulaciones establecieron los procedimientos para autorizaciones de exportación de gas natural, sobre base firme e interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia.

El 14 de julio de 2019 la ex Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 417/2019 (derogada por la Resolución N° 360/2021), la cual (i) reemplazo los procedimientos para obtener permisos de exportación establecidos por la Resolución No. 104/2018, por un nuevo procedimiento establecido en dicha Resolución; (ii) encargó a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles con: (a) la regulación de los mecanismos de sustitución de energía, a ser usados también para las exportaciones de gas natural bajo

condición firme, (b) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que estuviese en riesgo la seguridad del abastecimiento interno; y (c) otorgar permisos de exportación mediante la emisión de un certificado pertinente.

La Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía derogó la Resolución N° 417/2019 y estableció el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural para las exportaciones de gas natural a las que se refiere el Artículo 3° de la Ley N° 24.076, y derogó la Resolución No. 417/2019 y la Disposición SSHyC N° 284/2019. En el marco de la referida Resolución N° 360/2021 se contempla el régimen de exportaciones asociado al “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”.

Mediante la Resolución N° 774/2022 de la SE, se modificó la Resolución N° 360/2021, en tanto se aprobó un nuevo “Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural”.

Por otra parte, la Secretaría de Energía, mediante Nota N° NO-2021-122308354-APN-SE#MEC habilitó de manera extraordinaria exportaciones de gas natural en firme desde la Cuenca Neuquina por un volumen de hasta 5 MM m3/día para el periodo comprendido entre 1° de enero y 30 abril de 2022, inclusive.

El aumento en el precio percibido por los productores de gas natural, por el “Plan Gas” y el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales y por el aumento en los precios domésticos de gas, atrajo inversiones en proyectos de gas upstream y revirtió la caída en la producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a la Argentina reducir las importaciones de gas natural e incluso exportar volúmenes de gas en los meses de verano, cuando la demanda estacional doméstica es más baja. Variadas reformas en el mercado de gas apuntaron a regular la oferta de gas para asegurar que la oferta se encuentre con la demanda prioritaria. Esta estructura es conocida como “el acuerdo de productores”, la cual divide a la demanda en las siguientes: (i) demanda prioritaria (residencial), (ii) gas natural comprimido, (iii) plantas industriales y energéticas (iv) exportaciones. Cada segmento paga un precio diferente por el gas, siendo los segmentos industriales y de exportación los únicos segmentos con precios de mercado que flotan libremente.

Exportación de gas

En cuanto a los derechos de exportación a los que están sometidas las exportaciones de gas natural, al igual que para las exportaciones de petróleo crudo, el derecho de exportación de Hidrocarburos había sido creado mediante la Ley 25.561 en el año 2002, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente, todo ello por un plazo de 5 años.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley 27.541 de Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá 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.

Esa misma 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.

El 18 de mayo de 2020 se dictó el Decreto N° 488/2020 que establece que los derechos de exportación de hidrocarburos para las Posiciones Arancelarias NCM detalladas en el Anexo de esa norma, se fijarán de acuerdo con lo siguiente: (i) 0% cuando el precio internacional de referencia (aquel publicado el último día hábil de cada mes por la Secretaría de Energía para el “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” considerando para ello, el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures Settlements”) sea menor o igual U.S.\$45/barril, (ii) 8% cuando el referido precio internacional de referencia sea superior o igual a U.S.\$60 / barril; y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a U.S.\$45/barril e inferior a U.S.\$60/barril, la alícuota del derecho de exportación se determinará mediante una fórmula de ajuste progresivo de la alícuota del derecho de exportación desde 0 al 8%. El Decreto N° 488/2020 dejó sin efecto toda otra norma que se oponga a lo mencionado en su Artículo 8 (en relación con los derechos de exportación aplicable a los hidrocarburos).

Por último, La Ley Bases establece que las exportaciones de gas natural deberán ser reglamentadas por el Poder Ejecutivo Nacional, debiéndose considerar las disposiciones del artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos. Allí, se dispone que: (i) los permisionarios y concesionarios tienen el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, pueden transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente, (ii) el Poder Ejecutivo no puede intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno, y (iii) los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores pueden exportar hidrocarburos y/o sus derivados libremente, sin objeción de la SE.

GLP (Gas Licuado de Petróleo)

La Ley N° 26.020 sancionada el día 9 de marzo de 2005 (modificada por Decreto 297/2005 y Ley N° 26.314), establece el marco legal para la industria y la comercialización del GLP, que deberá hacerse cumplir por la SE. Esta ley regula las actividades de producción, embotellamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del GLP en la Argentina y declara a estas actividades como de interés público, con vistas al aseguramiento de un abastecimiento regular, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no tienen acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley N° 26.020 incluye a todas las partes de la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en toda la Argentina.

Esta ley establece el principio del libre acceso a la industria y al mercado de GLP, así como también la libre importación de GLP y ciertas restricciones sobre las exportaciones, las cuales únicamente pueden ser autorizadas si el abastecimiento interno no se ve afectado. La Disposición N° 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles dispone que las empresas que deseen exportar GLP primero deben obtener una autorización de la SE. En primer lugar, las empresas con intención de exportar GLP deben probar que la demanda local ha sido satisfecha o que han realizado ofertas para vender GLP a nivel local y éstas han sido rechazadas.

Mediante el Inciso b) del Artículo 7° de la Ley N° 26.020, se estableció como objetivo para la regulación de la industria y comercialización de GLP garantizar el abastecimiento del mercado interno de GLP, como así también, el acceso al producto a granel por parte de los consumidores del mercado interno, a precios que no superen los de paridad de exportación.

Asimismo, la Autoridad de Aplicación debe fijar precios de referencia, los que serán publicados y propenderán a que los sujetos activos tengan retribución por sus costos eficientes y una razonable rentabilidad.

El Decreto N° 470/2015, del 30 de marzo de 2015, creó el Programa Hogares con Garrafas (HOGAR), cuyo reglamento fue aprobado mediante la Resolución N.º 49/2015. En virtud de este marco normativo, la

Secretaría de Energía (SE) tiene la responsabilidad de determinar los volúmenes de GLP destinados al programa, así como de fijar los precios máximos de referencia y las compensaciones correspondientes.

Para el año 2024, la Resolución N° 11/2024, del 9 de febrero de 2024, establece que, hasta tanto se adopten las medidas necesarias para que el precio del GLP al consumidor final refleje los costos económicos reales de la actividad en todas sus etapas, los aportes y cupos del Programa HOGAR continuarán siendo asignados trimestralmente por la SE, manteniendo la metodología vigente. Esta resolución aprobó los cupos y aportes para el período comprendido entre enero y marzo de 2024.

Posteriormente, la Resolución N° 216/2024, publicada en el Boletín Oficial el 19 de agosto de 2024, aprobó la asignación de aportes y cupos de GLP para el trimestre de abril a junio de 2024.

En fecha 12 de noviembre de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 329/2024, la cual aprobó la asignación de aportes y cupos de GLP para el trimestre de julio a septiembre de 2024 y de octubre a diciembre de dicho año.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 y 2050.

El 1 de noviembre de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 1036/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”.

Estos lineamientos enumeran seis objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva que sea (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sostenible.

Asimismo, se desarrollan diferentes escenarios energéticos y sus impactos sobre las trayectorias de emisiones del sector. También se incorporan dos escenarios de oferta de energía eléctrica, así como los requerimientos de inversiones de cada uno. En ambos escenarios se busca mitigar el impacto de las emisiones, y se plantea una implementación activa de políticas de eficiencia energética residenciales y en transporte.

Los escenarios surgen de la combinación de políticas tanto de demanda como de oferta. Desde el punto de vista de la demanda se plantean políticas en dos aspectos: por un lado en el sector transporte, con una trayectoria tendencial en cuanto al incremento del parque y la motorización de los mismos, incluido una penetración de vehículos eléctricos y, por otra parte, un incremento en el parque que utiliza gas natural, como GNC y GNL, dependiendo del modo de transporte.

Por el lado de la demanda de electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, uno tendencial donde se plantean las políticas de eficiencia existentes, y por el otro desde una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica.

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios. El primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20). En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30).

El 7 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 517/2023, que aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”.

Para elaborar el Plan, se asumieron una serie de presupuestos y condiciones de aquí al 2030: crecimiento del producto bruto interno del 2% anual de largo plazo; incremento de la demanda eléctrica del 1,5%

interanual, y de gas natural, en alrededor del 1,1%; crecimiento de la demanda de combustibles del 2,3% interanual; crecimiento de la producción de gas natural para consumo local entre 2,4% y 3%, y de la producción de petróleo, entre 3,4% y 6%; reducción de la participación de generación térmica del 59% al 35% (no obstante, contempla 3000 MW de la futura licitación próxima a ser convocada).

El Plan propone una serie de metas cuantitativas (por ejemplo, no exceder la emisión neta de 349 millones de tCO₂ para toda la economía; reducir al menos un 8% de la demanda energética; superar el 50% de renovables en la generación eléctrica; ampliar la red de transmisión eléctrica de alta tensión; etc.) y metas cualitativas (crear condiciones propicias para el desarrollo local de la cadena de valor de tecnologías de energía limpia; crear nuevos puestos de trabajo locales y sostenibles en el sector; reducir la pobreza energética; facilitar una transición energética justa).

El Plan considera nueve líneas estratégicas y un eje transversal de gobernanza institucional se desarrollarán medidas para descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible.

Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo del hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva.

Dentro de la gobernanza institucional se incluyen cuatro áreas de acción: i) actualización y adecuación normativa; ii) articulación multinivel y multiactoral; iii) fortalecimiento de capacidades; iv) procesos de planificación.

Para el cumplimiento de estas metas, el Plan estima que se requerirá una inversión relevante por un total aproximado de 86,642 MM U.S.\$, por parte del sector privado y/o público.

El 7 de julio de 2023 también se publicó la Resolución N° 518/2023, que aprobó los “Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050”. Estos lineamientos consideran tres escenarios denominados “base”, “optimista” y “ambicioso”. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y, desde allí, se diferencian.

El documento propone 10 lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía baja en emisiones de GEI, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva.

En línea con lo establecido en los Planes de Transición Energética, la Secretaría de Energía dictó la Resolución SE N° 970/2023, publicada en el Boletín Oficial el 1 de diciembre de 2023, mediante la cual creó el “Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos”. Los objetivos centrales del programa son:

- a) Promover acciones tendientes a la detección, medición, cuantificación y validación de las emisiones fugitivas en las instalaciones y componentes asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos objeto de esta norma.
- b) Organizar y sistematizar la información obtenida a partir de las mediciones de las emisiones fugitivas en la industria.
- c) Propiciar la implementación de planes de mitigación y reducción de emisiones de fugitivas derivadas de la actividad hidrocarburífera.

Los sujetos obligados por la Resolución SE N° 970/2023 son las personas físicas y/o jurídicas que lleven a cabo actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en el país. Estos deben presentar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía un Plan Anual de Medición de Emisiones Fugitivas, de conformidad con la reglamentación que se dicte a tal efecto. Asimismo, deben presentar un Plan Integral, a 5 años, de reducción y/o captación de emisiones fugitivas, de conformidad con la reglamentación que se dicte al efecto. A tal fin, los sujetos obligados deben implementar medidas concretas, priorizando la eficiencia y aprovechamiento del recurso gas, y la reducción y/o captación de emisiones.

b) Descripción de las actividades y negocios

Estrategia comercial

Desde el inicio de sus operaciones en Argentina, la Sociedad se ha enfocado en la adquisición y el desarrollo de áreas hidrocarburíferas y reservas, en forma autónoma, o junto con socios locales e internacionales. Como parte del Grupo Techint, la Sociedad ha tenido acceso a recursos y tecnología que le ha permitido alcanzar niveles de eficiencia relativamente altos en sus operaciones y un nivel adecuado de rotación de reservas a la vez que incrementó su producción.

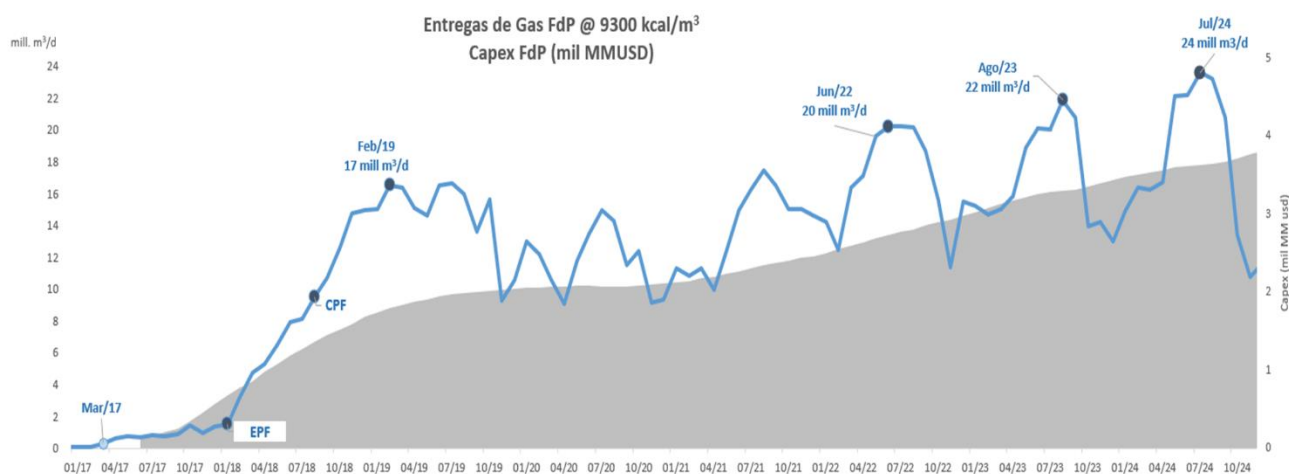
La Emisora incrementó a través de los años sus niveles de producción a los fines de llegar a un nivel óptimo de rotación de sus reservas, similares a los parámetros internacionales. Adicionalmente, los objetivos de definición, ejecución y control de las inversiones de desarrollo y exploratorias se han llevado a la práctica de acuerdo con los niveles más exigentes de optimización en el uso de los recursos.

En los últimos años, la estrategia desarrollada por la Emisora se ha centrado en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la zona de Vaca Muerta. En línea con este concepto, la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas, siendo su área más importante Fortín de Piedra.

El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentaron a la Sociedad invertir en la primera fase para el desarrollo del área Fortín de Piedra.

Al 31 de diciembre de 2024, se han perforado 167 pozos, se han instalado plantas de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 24 millones de m³ por día, la construcción de un gasoducto de 36”/24” hasta Tratayén con una extensión de 58 km (que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS), se ha construido un oleoducto de 8” hasta Loma Campana con una extensión de 43 km, se ha participado en la construcción de un oleoducto de 18” y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, se ha desarrollado una toma de agua en el Río Neuquén, y se ha instalado 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del yacimiento. Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad invirtió más de U.S.\$3.800 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra. Con la participación de Tecpetrol en el Plan Gas.Ar y con la puesta en marcha del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno (anteriormente Gasoducto Presidente Néstor Kirchner), las entregas de gas en 2024 fueron de 19,5 millones de m³ por día en promedio, alcanzando un pico de 24 millones de m³ por día, siendo uno de los principales yacimientos productores de gas del país.

El siguiente gráfico muestra las entregas promedio diarias de gas desde el inicio de nuestro desarrollo en Fortín de Piedra así como la evolución de las inversiones de capital:



Actualmente, la estrategia consiste en continuar consolidando su liderazgo en la producción de shale gas y en incrementar significativamente la producción de shale oil. A tal fin, la Sociedad ha comenzado con el desarrollo del Yacimiento Los Toldos II Este. Desde el año 2021 hasta el 31 de diciembre de 2024, se ha realizado la perforación y terminación de 7 pozos en Los Toldos II Este, con un total de 247 etapas de fractura a un ritmo de 6.0 etapas por día. La Sociedad lleva invertido más de U.S.\$ 150 millones en el desarrollo de dicha área. La producción de petróleo en el período anual 2024 fue de 223 m3 por día en promedio, alcanzando un pico de 346 m3 por día promedio en el mes de mayo 2024.

Como parte de dicha estrategia, se está evaluando adherir al Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (“RIGI”), creado por la Ley N° 27.742, sus normas modificatorias y/o complementarias. A dichos efectos, se ha constituido una Unión Transitoria con Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima la cual se utilizará como Vehículo de Proyecto Único (“VPU”), con el exclusivo propósito, en los términos y con los alcances previstos por el inciso d) del artículo 170 de la Ley 27.742, de desarrollar un proyecto en el sector del gas y del petróleo. Se espera que dicho proyecto consista en la construcción y posterior explotación de una instalación de tratamiento y evacuación de petróleo y gas, cuyo objetivo es alcanzar un nivel de desarrollo de 35.000 barriles diarios en la primera fase, incluida la construcción de los oleoductos y gasoductos necesarios para la prestación del servicio, ampliándose su capacidad a 70.000 barriles 6 meses después. La inversión estimada será de entre U.S.\$1.320 y U.S.\$2.150 millones, con un período estimado de construcción para la primera fase de entre 25 y 30 meses.

Estrategias Competitivas

La Sociedad cree que su estrategia comercial se sustenta en las siguientes fortalezas:

- *Posicionamiento Estratégico en Vaca Muerta y Liderazgo en el Desarrollo No Convencional:* La Sociedad ha adquirido habilidades y conocimientos que le otorgan una ventaja competitiva para posicionarse en proyectos a largo plazo en el sector no convencional de la región. Vaca Muerta es una de las mayores áreas de *shale* (*shale oil* y *shale gas*) del mundo, con características técnicas similares a las áreas más productivas ya desarrolladas en los Estados Unidos. Actualmente, cuenta con cinco concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta: Fortín de Piedra; Los Toldos I Norte; un 10% en Los Toldos I Sur (operado por Pluspetrol Cuenca Neuquina SRL); Los Toldos II Este y Puesto Parada, además de un permiso de exploración en un área no convencional: Loma Ancha.
- *Desempeño operativo sin igual:* La Sociedad ha incrementado su productividad en yacimientos maduros mediante la utilización de las tecnologías más eficientes, logrando una mayor

recuperación de reservas. Desde que asumió operaciones de las diferentes áreas, la Sociedad también viene invirtiendo consistentemente en actividades de exploración y análisis de reservorios para incorporar nuevas reservas buscando mantener la eficiencia de costos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones. Por último, utilizando las más modernas tecnologías en comunicaciones y sistemas informáticos, la Sociedad se esfuerza continuamente por mejorar los procesos, incrementando la confiabilidad de los mismos y reduciendo los costos y el impacto ambiental.

- *Miembro del Grupo Techint:* La Sociedad forma parte del Grupo Techint, compuesto por compañías con operaciones en varios países del mundo. Estas compañías son líderes globales o regionales en sus sectores y tienen profundas raíces en las comunidades donde operan. Cada una tiene sus propios objetivos y estrategias, pero comparten una filosofía de compromiso a largo plazo con el desarrollo local, la calidad y la tecnología. Con más de 75 años de actividad, presencia en 5 continentes y empleando aproximadamente a 78.000 empleados permanentes en 2023, desarrolla actividades variadas que incluyen la producción de tubos de acero, productos planos de acero, la provisión de servicios de ingeniería, construcción y gestión de proyectos, entre otros servicios y áreas de manufactura.
- *Control por parte de Tecpetrol Internacional, S.L.U.:* La sociedad controlante, con sede en España, posee una diversificada cartera de activos de exploración y producción en toda América Latina. Además, ha establecido una sólida reputación por su gestión financiera disciplinada, sustentada en balances sólidos y bajos índices de apalancamiento.
- *Integración:* La Sociedad participa en la exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina, mientras que sus sociedades relacionadas tienen una participación no controlante en el negocio de transporte y distribución de petróleo y gas (es decir, su controlante, Tecpetrol Internacional S.L.U., a su vez, posee participaciones no controlantes en TGN, TGM y Litoral Gas S.A. en Argentina).
- *Dirección con Experiencia:* El equipo de dirección de la Sociedad está compuesto por personal altamente comprometido con una sólida trayectoria y experiencia en la industria. En exploración y producción, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificados en geociencias, quienes evalúan proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de perforación y reacondicionamientos, tomando decisiones que implican riesgos. Este equipo tiene amplia experiencia en las cuencas petroleras de América Latina y en metodologías de trabajo para operar en cualquier área.
- *Experiencia en la Industria:* Fundada en la década de 1980, la Sociedad tiene una larga trayectoria en exploración y producción de petróleo y gas. La inversión en tecnología y la mejora continua son los dos pilares sobre los cuales ha consolidado su crecimiento sostenido como productora y alcanzado sus objetivos operativos. Mediante el uso de las tecnologías más eficientes en exploración, estudios de reservorios, perforación y producción, ha logrado aumentar la productividad en las áreas operadas, controlar costos operativos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones.
- *Sólido Balance y Desempeño Operativo:* Mantiene un balance sólido con un apalancamiento conservador, al mismo tiempo que crece significativamente y genera flujos de caja confiables y de bajo riesgo. Los ingresos provenientes de su producción de petróleo y gas le permiten mantener una posición financiera sólida.

- *Desarrollo de Recursos Humanos y Compromiso con la Comunidad:* Su prioridad es impulsar un crecimiento sostenible mediante el desarrollo de una fuerza laboral calificada, comprometida y experimentada en sus operaciones diversas. La sólida inversión en capacitación da cuenta de su compromiso con este objetivo. Además, considerando el bienestar de las comunidades cercanas a sus operaciones, lleva a cabo un programa de desarrollo sostenible que fomenta la autonomía, la toma de decisiones y la creación de redes con organizaciones gubernamentales, no gubernamentales y otras instituciones.
- *Seguridad, Ambiente y Salud:* la Sociedad tiene como objetivo prioritario proteger la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del medio ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, sus empleados y la Sociedad.
- *Transición Energética:* La Sociedad cree en la importancia de crear valor a largo plazo, combinando sostenibilidad económica y ambiental en un mercado energético en rápido movimiento, con el objetivo de aportar a una reducción significativa de la huella de carbono.

Negocios de la Emisora

Como se señaló precedentemente, las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora se encuentran divididas en dos segmentos: (i) Segmento Cuenca Neuquina; y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas.

El segmento de la Cuenca Neuquina comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, los Toldos I Norte, los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no operada), Loma Ancha y Puesto Parada).

El segmento de la Cuenca del Noroeste, de la Cuenca del Golfo de San Jorge y de la Cuenca Marina Malvinas comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguara Güe y Ramos (ambas operadas), en la Cuenca del Golfo de San Jorge las áreas El Tordillo, La Tapera, Puesto Quiroga, y Gran Bajo Oriental, y en la Cuenca Marina Malvinas el área de exploración MLO-124 (esta última, no operada por la Emisora). En febrero de 2023, se acordó la cesión por parte de Tecpetrol a Alianza Petrolera S.A. de los derechos y obligaciones asociadas a la concesión de explotación sobre el área Estancia La Mariposa, la renuncia a la concesión de las áreas Lomita de la Costa y Cerro El Mangrullo, y la posición contractual de Tecpetrol S.A. en la UT Lago Argentino. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la autorización de dicho acuerdo por parte de la autoridad de aplicación provincial se encuentra pendiente.

La Emisora opera distintas áreas de petróleo y gas natural en Argentina, siendo en distintos casos titular conjunto con otras empresas nacionales e internacionales. Adicionalmente, la Emisora participa en dos áreas no operadas en Argentina. Sus principales socios locales son: YPF S.A., Pampa Energía S.A., Pluspetrol Energy S.A., Pluspetrol Cuenca Neuquina S.R.L., Compañía General de Combustibles S.A., Eni Argentina Exploración y Explotación S.A., Mitsui E&P Argentina S.A., Gas y Petróleo del Neuquén S.A., Petrominera Chubut S.E., Ledesma S.A.A.I., y Alianza Petrolera Argentina S.A.

A continuación, se muestra un mapa de las áreas en las que participa la Emisora agrupándolas por cuenca:



Actividades de Exploración y Producción:

El siguiente cuadro contiene un detalle de las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por Tecpetrol como así también las áreas en las que Tecpetrol participa como socio no operador, agrupadas por segmento (i) Segmento Cuenca Neuquina y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas, indicándose asimismo sus respectivas participaciones, fecha de vencimiento de las concesión/permiso, reservas auditadas probadas y producción diaria promedio neta por área:

Cuenca	Area	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Permiso/Concesión	Reservas Auditadas Probadas al 31 de diciembre de 2024 ⁽⁵⁾ ⁽¹⁰⁾		Producción Diaria Promedio Neta en 2024	
					Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (m3/d)	Gas (Mm3/d) ⁽⁶⁾
Neuquina	Fortín de Piedra		100,00%	01/07/2051	3.260	91.660	1.267	17.618
	Punta Senillosa		100,00%	01/07/2051	5	89	-	99
	Loma Ancha ⁽⁸⁾	Tecpetrol SA (operador)	95,00%	15/12/2025 ⁽¹⁾	-	-	-	-
		GyP de Neuquén	5,00%					
	Puesto Parada ⁽⁸⁾		100,00%	01/11/2057	2.211	179	196	29
	Los Bastos		100,00%	10/01/2026	8	16	37	52
	Los Toldos I Norte ⁽⁸⁾	Tecpetrol SA (operador)	90,00%	10/05/2054	86	68	173	159

		GyP de Neuquén	10,00%					
	Los Toldos II Este	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/05/2054	444	132	200	46
	Agua Salada	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	6/9/2025 ⁽¹¹⁾	23	70	143	455
	Los Toldos I Sur	Pluspetrol Cuenca Neuquina SRL (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80,00% 10,00% 10,00%	24/10/2052	5	10	4	9
Noroeste	Aguaragüe ⁽⁷⁾	YPF SA	53,00%	13/11/2037 ⁽²⁾	51	342	33	58
		Tecpetrol SA (operador)	23,00%					
		Pampa Energía SA	15,00%					
		CGC SA	5,00%					
		Ledesma SA	4,00%					
	Ramos	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	58,00% 42,00%	21/01/2026	12	140	40	418
Golfo San Jorge	El Tordillo	Tecpetrol SA (operador)	52,13%	14/11/2047 ⁽³⁾	1.543	123	388	8
		Pampa Energía SA	35,67%					
		YPF SA	7,20%					
		Petrominer a Chubut SE	5,00%					
	La Tapera - Puesto Quiroga	Tecpetrol SA (operador)	52,13%	05/08/2047 ⁽³⁾	147	28	50	15
		Pampa Energía SA	35,67%					
		YPF SA	7,20%					
		Petrominer a Chubut SE	5,00%					
	Gran Bajo Oriental ⁽⁸⁾		100,00%	07/06/2025	-	-	-	-
Marina Malvinas	MLO-124 ⁽⁸⁾	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador)	80,00%	17/10/2025 ⁽⁴⁾	-	-	-	-

		Mitsui E&P Argentina S.A.	10,00%					
		Tecpetrol SA	10,00%					

(1) En Julio de 2023, la provincia de Neuquén aprobó el encuadramiento del área Loma Ancha como “Lote bajo Evaluación” en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1447/2012, por un plazo de 3 años a partir del 15 de diciembre de 2022, lo que significa que titular de una concesión de exploración puede continuar evaluando el potencial desarrollo de un área de manera previa a declarar su viabilidad comercial, conforme lo establece el Decreto 1447/2012 de la provincia de Neuquén.

(2) En Agosto de 2023, la provincia de Salta ratificó mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial la extensión de las concesiones de explotación del área Aguara Güe y San Antonio Sur por un período de 10 años.

(3) El Septiembre de 2014, firmamos un contrato con Pampa Energía S.A., YPF S.A. y Petrominera Chubut SE para la operación de esos yacimientos por 20 años más a partir de 2027, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluyen invertir 200 millones de dólares adicionales en el área. A la fecha del presente Prospecto, estas condiciones ya se han cumplido y las inversiones están en proceso de certificación y reconocimiento por la Provincia del Chubut.

(4) Mediante Resolución N° 175/2022 de la SE se extendió por dos años el plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración.

(5) En el caso de áreas no operadas por nosotros (Los Toldos I Sur y MLO-124), se presentan las estimaciones internas de la Sociedad.

(6) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m³.

(7) Incluye las reservas de San Antonio Sur.

(8) No auditadas por Gaffney, Cline & Asociados.

(9) Los valores indicados representan los volúmenes restantes de la participación de Tecpetrol antes de deducir las regalías.

(10) Las reservas probadas incluyen reservas desarrolladas y no desarrolladas.

(11) Con fecha 10 de marzo del 2025 la Sociedad junto con la Secretaria de Estado de Energía y Ambiente de la Provincia de Río Negro e YPF S.A. suscribieron el Acuerdo de prórroga correspondiente a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, hasta el 6 de septiembre de 2035, el cual entrará en vigencia a partir del día siguiente a la publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro de la Ley especial que lo ratifique. A la fecha de emisión del presente Prospecto, no se ha sancionado la referida Ley.

Segmento Cuenca Neuquina

Las operaciones del Segmento Cuenca Neuquina comprenden las provincias de Río Negro y Neuquén. En lo que comprende a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, se encuentran las áreas Agua Salada y Los Bastos, y respecto de los hidrocarburos no convencionales se encuentran las áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur, Loma Ancha y Puesto Parada, todas las cuales cubren en forma conjunta una superficie total de aproximadamente más de 2.000 km², y son áreas operadas por la Emisora (a excepción de Los Toldos I Sur).

El crudo extraído de esta cuenca, de tipo Medanita, es comercializado principalmente en el mercado doméstico.

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Sociedad en esta cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2024			2023			2022		
Cuenca	Area	Pozos en producción a Dic 24	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)
NEUQUINA	Fortín de Piedra	121	1.267	17.618	18.884	1.068	16.937	18.005	871	16.815	17.686
	Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puesto Parada	21	196	29	225	262	32	293	13	1	14
	Los Toldos I Sur	3	4	9	13	2	5	7	5	14	19

Los Toldos II Este	2	200	46	246	239	14	253	30	-	30
Los Toldos I Norte	4	173	159	332	-	-	-	-	-	-
Los Bastos	19	37	52	89	34	60	94	102	81	184
Punta Senillosa	21	0	99	99	11	132	144	17	166	183
Agua Salada	49	143	455	598	154	472	626	176	522	698

Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3.

Actualmente la principal área de esta cuenca en la cual la Emisora ha concentrado el foco de sus inversiones es Fortín de Piedra, ubicada en la ventana de Wet Gas de la formación de Vaca Muerta.

Al 31 de diciembre de 2024, hemos invertido más de U.S.\$ 3.800 en el desarrollo del área Fortín de Piedra, correspondientes a trabajos de perforación y *facilities*.

A la fecha, las principales inversiones de la Emisora en esta cuenca se han concentrado en Fortín de Piedra (Wet Gas) y, en menor medida, en otros proyectos Shale como el desarrollo de Puesto Parada (Oil) y los appraisal de Los Toldos I Norte (Wet Gas) y Los Toldos II Este (Oil), entre otros. Sin embargo, recientemente se ha lanzado el desarrollo masivo del área Los Toldos II Este y se espera enfocar las principales inversiones de los próximos años en dicha área.

Operaciones en áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Convencionales.

Agua Salada

Tecpetrol es titular, junto con YPF S.A. de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, ubicada en la Provincia de Río Negro. Tecpetrol es la compañía operadora y representante del consorcio de empresas compuesto por las titulares de la concesión de explotación. La misma, fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.759/1990.

La concesión de explotación fue extendida mediante el Decreto provincial N° 1707/2014 y la Ley Provincial N° 5.027 hasta septiembre 2025.

En el área Agua Salada (provincia de Río Negro), se perforaron, de acuerdo a los compromisos asumidos en la extensión de la concesión, siete pozos exploratorios, diez pozos de extensión y ocho pozos de desarrollo y treinta y siete reparaciones de pozos.

Con fecha 10 de marzo del 2025 la Sociedad junto con la Secretaria de Estado de Energía y Ambiente de la Provincia de Río Negro e YPF S.A. suscribieron el Acuerdo de prórroga correspondiente a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, hasta el 6 de septiembre de 2035, el cual entrará en vigencia a partir del día siguiente a la publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro de la Ley especial que lo ratifique. A la fecha de emisión del presente Prospecto, no se ha sancionado la referida Ley.

Los Bastos

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación de hidrocarburos convencional sobre el área Los Bastos, ubicada en la Provincia del Neuquén. La mencionada concesión de explotación fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 42/1991, y prorrogado mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 834/2010, hasta el año 2026. Con la perforación y completación del pozo Ppar.X-2 se cubrió la totalidad de los

compromisos asumidos en la prórroga de la concesión, la inversión se encuentra en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia de Neuquén.

En el área de Los Bastos (provincia de Neuquén) se obtuvo en julio 2016 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales para el área Punta Senillosa (yacimientos Punta Senillosa y Las Chivas), y en diciembre de 2022 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales en el área Puesto Parada.

Operaciones en Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos No Convencionales.

Fortín de Piedra

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Fortín de Piedra ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.055/2016. Con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional, los derechos de Tecpetrol relativos al Área Fortín de Piedra, se encontraban enmarcados en los términos de una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010 (para mayor información respecto de la actividad de la Emisora en dicha área, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta” del Prospecto).

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

Con fecha 23 de agosto de 2017, luego de haber cumplido los requisitos correspondientes, y haber obtenido la aprobación del plan de inversión por parte del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén a través de la Resolución N° 240/17 de ese organismo, la Emisora solicitó la adhesión al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (el Programa) para la concesión de explotación sobre el área Fortín de Piedra.

La adhesión de Tecpetrol S.A. al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017.

Al 31 de diciembre de 2024, se han perforado 167 pozos. Actualmente, Fortín de Piedra es la mayor zona productora de shale gas de Argentina, con una producción que alcanza picos de 24 millones de m³/d.

Punta Senillosa

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Punta Senillosa, ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.054/2016. La mencionada concesión de explotación sobre el Área Punta Senillosa fue otorgada en los términos de los artículos 27, 27bis y 35 de la Ley N° 17.319 (modificada según la Ley N° 27.007), sobre una porción del área hidrocarburífera Los Bastos, respecto de la cual Tecpetrol ostentaba con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010.

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de

hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

Los Toldos I Norte y Los Toldos II Este

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquén S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años posteriormente extendido a cinco (5) años para la concesión de explotación no convencional sobre el bloque “Los Toldos I Norte” y cuatro (4) años para la concesión de explotación no convencional sobre el bloque “Los Toldos II Este”.

A fin de concretar los objetivos del Plan Piloto, en el área Los Toldos I Norte se perforaron 4 pozos exploratorios con la finalidad de evaluar el potencial del área para un eventual desarrollo del shale gas y en los Toldos II Este se terminaron 5 pozos appraisal con buenos resultados en shale oil.

Loma Ancha

Tecpetrol es titular del 95% de los derechos y obligaciones en la Unión Transitoria “Gas y Petróleo del Neuquén S.A. – Tecpetrol S.A. ‘Área Loma Ancha’ Unión Transitoria”, constituida para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el Área Loma Ancha, ubicada en la Provincia del Neuquén. Los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha fueron otorgados a favor de Tecpetrol mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 2.791/2014, en el marco del Concurso Público N° 01/2014 Cuarta Ronda, convocado por Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

La empresa Gas y Petróleo del Neuquén es titular del restante 5% de los derechos y obligaciones en la mencionada Unión Transitoria. Siendo, adicionalmente, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., titular de los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha.

El plazo total del período de exploración es de siete (7) años, contados desde el año 2014, divididos en un primer período de cuatro (4) años, un segundo período de tres (3) años y una prórroga de un (1) año.

En el ejercicio 2018, se ha realizado la terminación y puesta en marcha de un pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal y en 2022 se perforó un segundo pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal para completar los compromisos del segundo periodo de exploración.

Tecpetrol S.A. asume el 100% de los costos e inversiones durante la etapa de exploración a partir de un acuerdo con su socio Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

En septiembre de 2022 Tecpetrol S.A. y GYP de Neuquén solicitaron el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 5 años a partir del 15 de diciembre de 2022. El 27 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1407/23 de encuadramiento del bloque como Lote bajo Evaluación por un período de tres (3) años vigente desde diciembre de 2022 (vencimiento del segundo período exploratorio) hasta diciembre de 2025.

Puesto Parada

El 27 de diciembre del 2022 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén del dictado del Decreto N° 2552/2022, a través del cual se otorgó a la Sociedad la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para el área “Puesto Parada (“La Concesión de Explotación”).

El área “Puesto Parada” surge de una readecuación del área “Los Bastos” en la Cuenca Neuquina, ubicada al norte de Senillosa, en la ventana del petróleo de Vaca Muerta en el límite sur, con una superficie total aproximada de 159 km².

La Concesión de Explotación se otorgó por un plazo de treinta y cinco (35) años, con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años. El Plan Piloto totaliza una inversión aproximada de U.S.\$65 millones.

Concesiones de transporte

Mediante Resolución N° 101/2018 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén, ratificado por Decreto Provincial N° 1440/18, se otorgó a la Sociedad, en los términos del artículo 41 de la Ley 17.319 una concesión de transporte de gas natural de aproximadamente sesenta kilómetros (60km) de extensión, desde el área Fortín de Piedra hasta la conexión con el Gasoducto Centro Oeste, operador por Transportadora de Gas del Norte Sociedad Anónima, con conexión adicional al sistema operado por Transportadora de Gas del Sur Sociedad Anónima.

Por otra parte, el 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tenía como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019 a través de la Resolución N° 18/2019 la Secretaría de Gobierno de Energía le otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052. Los socios subcontrataron para la operación y mantenimiento a Oleoductos del Valle S.A. En abril de 2019 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la sociedad Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. aprobó un aporte en efectivo de la Emisora y la capitalización de los créditos que YPF S.A. y la Emisora mantenían con Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. por un total de \$ 868,3 millones, manteniendo YPF S.A. y Tecpetrol S.A. su participación en el capital de dicha sociedad. En mayo de 2019 se realizó el aporte en efectivo y no quedan saldos pendientes de ser ingresados.

En enero de 2025 Tecpetrol acordó con YPF S.A. -sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas y otras condiciones precedentes- la venta de su participación en OLCLP y celebró un acuerdo para la reserva de capacidad y la prestación del servicio de transporte a través del Oleoducto Vaca Muerta Sur – Tramo 1 por la capacidad comprometida de 2.500 M³/d y la capacidad adicional de hasta 2.000 M³/d adicionales a la capacidad comprometida, cuando Tecpetrol la solicite y por un plazo de 15 años. El precio de venta de la participación en OLCP se acordó en la suma de US\$ 15 millones, de los cuales US\$ 13,6 millones serán

compensados con la obligación de pago por parte de la Sociedad en virtud del acuerdo de servicios de transporte firme antes mencionado y US\$ 1,4 millones serán cancelados en efectivo. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la transferencia de acciones antes referida no ha sido perfeccionada.

Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas:

El presente segmento se encuentra dividido entre la Cuenca del Golfo de San Jorge, la Cuenca del Noroeste y la Cuenca Marina Malvinas.

Cuenca del Golfo de San Jorge:

Ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en esta Cuenca la Emisora opera las áreas de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga y Gran Bajo Oriental.

El crudo extraído en esta cuenca, de tipo Escalante, es comercializado tanto en el mercado doméstico como en el de exportación.

A continuación, se detallan las áreas operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

		Producción Diaria Promedio Neta								
		2024			2023			2022		
Area	Pozos en producción a Dic 24	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)
El Tordillo	269	388	8	395	504	100	604	596	92	688
La Tapera-Puesto Quiroga	8	50	15	64	40	0	40	10	0	10

Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3.

El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

La principal área de esta Cuenca es El Tordillo, la cual se encuentra ubicada a aproximadamente 22 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia del Chubut y tiene una superficie de aproximadamente 117 km².

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones asociados a las concesiones de explotación sobre las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, todas ellas ubicadas en la Provincia del Chubut. Asimismo, Tecpetrol es el representante y operador de las Uniones Transitorias “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. El Tordillo Unión Transitoria”, y “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. La Tapera y Puesto Quiroga Unión Transitoria”, las que actualmente son propiedad de las empresas Tecpetrol, YPF, Pampa Energía (anteriormente Petrobras Argentina) y Petrominera Chubut en los porcentajes de participación descriptos anteriormente.

La concesión de explotación sobre el Área El Tordillo fue otorgada mediante Decreto del poder Ejecutivo Nacional N° 1.211/1991, y sus enmiendas por Decreto Nacional N° 2.135/1991. Asimismo, la titularidad de los derechos y obligaciones de Tecpetrol en las concesiones de explotación sobre las áreas La Tapera y Puesto Quiroga fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.954/1994.

El plazo original de las concesiones de explotación sobre las área El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga fue prorrogado hasta el año 2027, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut de fecha 2 de octubre de 2013, otorgándose la extensión de esta concesión de explotación hasta el 2027. El acuerdo de extensión implicó el pago de un bono inicial y luego pagos mensuales del 4% sobre el valor de la producción en boca de pozo. Adicionalmente, se asumieron compromisos de perforación, perforación de pozos de desarrollo, pozos exploratorios y realizar erogaciones en costos, gastos e inversiones relacionados con el cuidado y protección del medio ambiente. El acuerdo con la provincia prevé que, finalizado el período de la concesión de explotación actual en 2027, y sujeto al previo cumplimiento de determinadas condiciones (entre las que se incluye ejecutar una inversión adicional de US\$ 200 millones), se continuará con la explotación del área por 20 años adicionales, es decir, hasta el 2047, mediante un acuerdo de asociación de Tecpetrol e YPF con Petrominera Chubut.

El Tordillo es un yacimiento maduro con más de 1000 pozos perforados hasta la fecha que hoy se encuentra en declinación de su producción, habiéndose extraído la mayor parte del petróleo de sus reservas. En los últimos años fue necesario readecuar la estructura operativa del yacimiento para que permita la sustentabilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo con contextos de precios de petróleo en el entorno de los 60 usd/bbl.

Luego de la referida readecuación del yacimiento que se realizó como consecuencia de la crisis del mercado petrolero internacional, se retomaron las tareas de perforación de pozos con un taladro de perforación en forma permanente, poniéndose en producción nuevos pozos con resultados positivos.

Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones correspondientes a las concesiones de explotación sobre los lotes Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo, ubicados en la Provincia de Santa Cruz. Asimismo, Tecpetrol es el representante y operador de la UT Lago Argentino, compuesto por las empresas Tecpetrol, Alianza Petrolera Argentina S.A. y Fomento Minero de Santa Cruz S.E., a través de las cuales se lleva adelante la explotación de los referidos lotes.

Las concesiones de explotación de hidrocarburos sobre los lotes mencionados fueron otorgadas a través de las siguientes normas, a saber: (i) la concesión sobre el lote estancia La Mariposa, mediante Decretos Provinciales N° 373/2008 y 1.171/2008, (ii) la concesión sobre el lote Lomita de la Costa, mediante Decreto Provincial N° 1.181/2008, y (iii) la concesión sobre el lote Cerro Mangrullo, mediante Decretos

Provinciales N° 165/2012 y N° 512/2015.

En febrero de 2023, Tecpetrol acordó transferir a Alianza Petrolera S.A. los derechos y obligaciones emergentes de la concesión de explotación sobre el área Estancia La Mariposa, como también la posición contractual de Tecpetrol en la UT Lago Argentino. Dicho acuerdo incluyó además nuestra renuncia y la de Alianza Petrolera Argentina S.A., como titulares de las concesiones de explotación, de las áreas Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo y. A la fecha de este Prospecto, la autorización por parte de la autoridad provincial de aplicación de la transferencia relativa a la concesión de Estancia La Mariposa se encuentra pendiente.

Gran Bajo Oriental

El 14 agosto de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 734/18, a través del cual, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18, se otorgó a la Emisora un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta lindera con otras áreas operadas por la Emisora en dicha provincia.

El referido permiso consta de un período exploratorio de tres años (prorrogable por un año), con la posibilidad de acceder a un segundo período exploratorio de tres años (prorrogable por cuatro años). En junio de 2022 se ejerció la opción de ingresar al referido segundo periodo exploratorio.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, Tecpetrol es cotitular de las concesiones de transporte de hidrocarburos otorgadas mediante Decisiones Administrativas del Jefe de Gabinete de Ministros N° 538/1998 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el Área El Tordillo hasta la Terminal Marítima Caleta Córdova, ambas de la Provincia del Chubut), N° 112/1996 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Rada-Tilly, ambas de la Provincia del Chubut) y N° 374/1999 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia del Chubut), mediante el Decreto N° 3.124/2011 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Estancia La Mariposa hasta el Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia de Santa Cruz), y mediante Ley Provincial VII, N° 65 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Puesto Quiroga hasta el Área El Tordillo, ambas de la Provincia del Chubut).

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, las que fueron prorrogadas por un plazo de 10 años cada una de ellas a partir de sus respectivos vencimientos, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado todo ello también por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut de fecha 2 de octubre de 2013. La vigencia de las concesiones de transporte fue prorrogada por un plazo de 10 años a partir de sus respectivas fechas de vencimiento hasta el 5 de noviembre de 2043, 11 de julio de 2041, 17 de octubre de 2044 y 1 de octubre de 2048, respectivamente.

Cuenca del Noroeste:

Ubicadas en la provincia de Salta y Jujuy, la Emisora participa en dos áreas en esta Cuenca: Aguarañe y Ramos, ambas operadas por nosotros.

A continuación, se detallan las áreas operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2024			2023			2022		
Cuenca	Area	Pozos en producción a Dic 24	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d)	Total promedio (m3eq/d)
NOROESTE	Aguaragüe	24	33	58	91	34	46	80	37	41	78
	Ramos	9	40	418	458	18	195	213	19	210	229

Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3.

Aguaragüe (y área San Antonio Sur)

Tecpetrol es el operador y representante de la Unión Transitoria “YPF S.A. – Petrobras Argentina S.A. – Tecpetrol S.A. – Mobil Argentina SA – Compañía General De Combustibles SA – Ledesma S.A.A.I. – Aguaragüe Unión Transitoria” (en la actualidad compuestas por las empresas YPF S.A., Tecpetrol S.A., Pampa Energía S.A.-sociedad absorbente de Petrobras Argentina S.A., Ledesma SAAI y Compañía General de Combustibles S.A.) constituida en los términos del Concurso Público Internacional 14-280/92 para la asociación con YPF S.A. en la exploración, explotación y desarrollo del área Aguaragüe. Los términos de la asociación con YPF S.A. en su carácter de concesionario, incluida la aprobación a los términos del Contrato de Unión Transitoria, fueron aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2446/1992.

En el marco de las tareas de exploración llevadas a cabo en el área Aguaragüe, mediante decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 81/1998 se otorgó a favor de YPF S.A., y como parte de las actividades correspondientes a la UT Aguaragüe, una concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur. La concesión de explotación sobre el área Aguaragüe fue prorrogada por un plazo adicional de 10 años, a partir de su vencimiento en el año 2017, mediante decreto Provincial N° 3.694/2012.

Los porcentajes de participación de las empresas integrantes de la UT Aguaragüe (que incluye aquellos correspondientes a la concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur) son los siguientes: Tecpetrol 23%; YPF S.A. 53%; Pampa Energía S.A. 15%; Compañía General de Combustibles S.A. 5%; Ledesma S.A.A.I. 4%.

Con una superficie de aproximadamente 2.585 km2 (incluyendo San Antonio Sur), los pozos en esta área son de los más profundos y complejos que se pueden encontrar en la Argentina llegando a tener 5.200 metros de profundidad. Tecnología de última generación, como ser la perforación de ramas laterales, se utilizan para optimizar su producción.

El 5 de noviembre de 2018, el Secretario de Energía de la Provincia de Salta hizo lugar a la propuesta formulada por Tecpetrol S.A. y Pampa Energía S.A. autorizando a transferir 1335,88 Unidades de Trabajo desde el área Río Colorado hacia el área colindante Aguaragüe.

En febrero de 2023 se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años, la cual fue ratificada mediante la publicación en el Boletín Oficial del decreto 543/23 emitido por el Poder Ejecutivo Provincial durante agosto de 2023, venciendo las mismas en noviembre de 2037 y en noviembre de 2034, respectivamente.

En 2024, para cumplir con los compromisos firmados en febrero de 2023, se perforaron dos pozos y se repararon tres pozos.

Ramos

Tecpetrol es titular de un porcentaje de participación en los derechos y obligaciones sobre la concesión de explotación de hidrocarburos otorgada sobre el Área Ramos, mediante Decreto del Poder Ejecutivo nacional N° 90/1991, a favor de las empresas YPF S.A. y Tecpetrol.

El plazo de la concesión de explotación sobre el Área Ramos fue prorrogado hasta enero de 2026 mediante Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 92/1996.

En diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33% de participación que Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área) posee en la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área Ramos y la concesión de transporte asociada. Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol S.A. y se celebró el comité operativo donde se trató la futura designación de Tecpetrol como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol, una vez aprobada la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319 por la Provincia de Salta. Con fecha 6 de mayo de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Salta el Decreto N° 214/24 por el cual se aprueba la mencionada transferencia, y con fecha 22 de mayo de 2024 nos hicimos cargo de la explotación del área.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Área Aguaragüe, San Antonio Sur y Ramos, Tecpetrol es cotitular de las concesión de transporte otorgada mediante Decisión Administrativa del jefe de Gabinete de Ministros N° 424/1999 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el lote San Antonio Sur hasta Balbuena, ambos de la Provincia de Salta) y mediante Decreto del Poder Ejecutivo N° 90/1991 (Concesión de Transporte del Oleoducto desde el Yacimiento Ramos hasta Balbuena ambos de la Provincia de Salta), así como también de la Concesión de Transporte de gas natural desde el área Ramos hasta la localidad de Cornejo otorgada mediante Decisión Administrativa 60/96, la Concesión de Transporte de gas natural desde el Lote San Antonio Sur hasta la localidad de Ballivian otorgada mediante Decisión Administrativa 81/1998.

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, prorrogable por períodos de 10 años adicionales en forma previa a su vencimiento.

Cuenca Marina Malvinas:

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la SE otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD, a través de su controlada Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y

otros estudios geofísicos potenciales. Derivado de las demoras en el otorgamiento de las licencias ambientales para los contratos costa afuera (off-shore), en noviembre de 2021 se solicitó a la SE una suspensión de plazos de 2 años la mencionada Primera Fase del Periodo de Exploración, la que fue otorgada mediante Resolución N° 175/2022 de la SE. Al final del Periodo de Exploración de la Primera Fase, en octubre de 2025, deberá notificarse a la SE si la zona seguirá siendo explorada o si será revertida en su totalidad.

Vaca Muerta

Con más de 7.4 millones de acres, 300 TCF (trillones de pies cúbicos) de recursos gasíferos y 16 mil millones de barriles técnicamente recuperables de petróleo de esquisto bituminoso y condensado, de acuerdo a un artículo de Administración de la Información Energética de los Estados Unidos de fecha 5 de diciembre de 2024, Vaca Muerta es una de las áreas de *shale* (petróleo de esquisto o *shale oil* y gas de lutita o *shale gas*) más grandes del mundo. Vaca Muerta representa más del 70% de la producción de gas natural de Argentina, y sus características técnicas son similares a los mejores campos ya desarrollados en los Estados Unidos de América. Su ubicación en la Provincia del Neuquén, Río Negro, Mendoza, y La Pampa, con agua abundante y lejos de concentraciones urbanas ofrece condiciones de explotación que contribuyen a un desarrollo competitivo.

El cono Sur de América (Chile, Argentina, Uruguay y Brasil) es una región crecientemente deficitaria en energía y el gas natural es el combustible ideal para suplir dicho déficit. Importado como gas natural licuado (“GNL”) desde diversos orígenes, marca un precio de mercado relativamente alto que viabiliza la inversión de desarrollo del yacimiento, que puede transformarse en la solución para revertir el desbalance. La calidad del recurso permite asumir que en el mediano plazo, será posible además desarrollar el potencial de Vaca Muerta a precios competitivos con otras regiones del planeta.

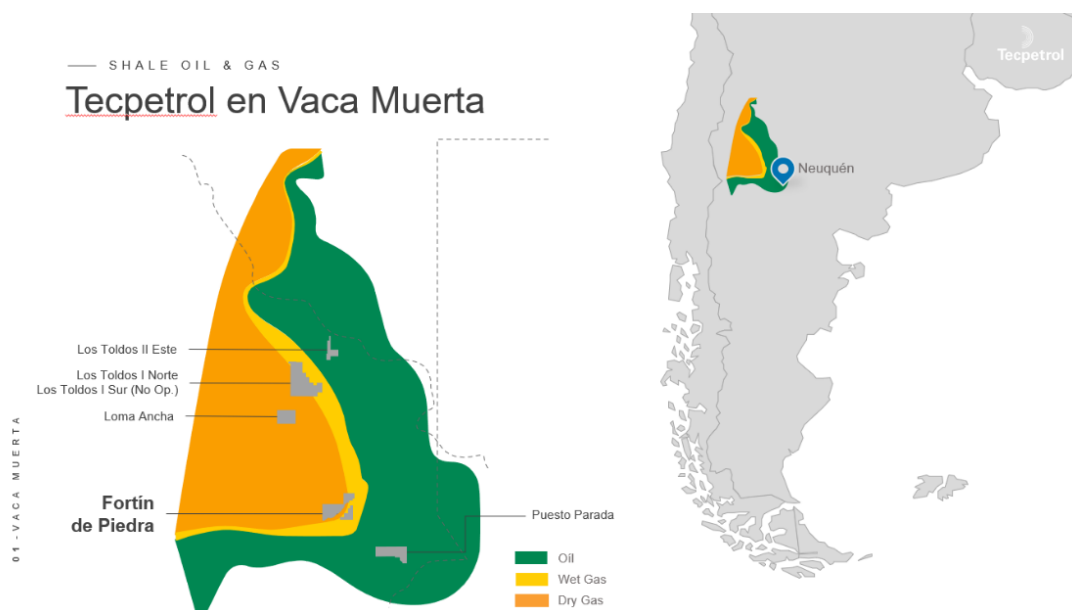
Argentina no escapaba a la realidad de la región y su déficit energético se había agravado. El esfuerzo inversor se concentraba en la explotación convencional y en gas de baja permeabilidad o de arenas compactas (*tight*), con potencial acotado, mientras que los recursos gasíferos significativos estaban en Vaca Muerta.

De acuerdo con la experiencia registrada en las cuencas de *shales* de los Estados Unidos de América — que tienen varias ventanas de fluidos— las áreas más rentables en aquel contexto de precios se encuentran en la franja de *wet gas*.

El desarrollo de gas de Vaca Muerta genera actividad en toda la cadena de valor de bienes y servicios asociada a la producción de hidrocarburos y permite contar con energía en condiciones competitivas para favorecer el desarrollo económico e industrial de Argentina y lograr el autoabastecimiento energético.

En línea con estos conceptos, en los últimos años la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas*, *dry gas* y petróleo en dicha formación, totalizando aproximadamente 202.000 acres netos. El área más promisoría es Fortín de Piedra, con 61.000 acres, sobre la cual en julio de 2016 la Emisora obtuvo su concesión para la explotación no convencional hasta el 2051. A la fecha Tecpetrol posee cinco concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta: Fortín de Piedra (en desarrollo); Los Toldos I Norte; el 10% en los Toldos I Sur (operado por Pluspetrol Cuenca Neuquina SRL); Los Toldos II Este y Puesto Parada, más un permiso de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha.

El siguiente mapa ilustra la ubicación de los activos de la Emisora en Vaca Muerta:



Al comienzo del año 2017, el marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del Gobierno Nacional sobre el estímulo al precio del gas, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentó a la Emisora a comprometer la inversión de la primera fase del área Fortín de Piedra, un proyecto exigente, muy complejo técnicamente y que requirió de una gran coordinación por parte de todos los actores involucrados. En menos de dos años, y tras haber invertido más de U.S.\$2.000 millones, el campo alcanzó entregas de gas en el pico invernal que representaba el 13% de todas las entregas locales nacionales y más del 20% de las entregas de la cuenca neuquina, convirtiéndose Tecpetrol en el mayor productor de gas no convencional del país.

En siete años de trabajo y aprendizaje en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales, durante los cuales se han construido más de 160 pozos con un total de más de 6.500 etapas de fracturación, se ha producido una mejora en los tiempos de perforación de 35 días por pozo a menos de 20 días por pozo. Al mismo tiempo, la profundidad de los pozos horizontales ha aumentado de 1.500 metros (4.921,26 pies) a 3.500 metros (11.482,94 pies). Además, se ha mejorado la eficacia de la fracturación de tres etapas al día a picos de hasta diez etapas por día.

En febrero de 2024, los yacimientos de Fortín de Piedra alcanzaron un TCF de producción, convirtiéndose así en uno de los pocos yacimientos en alcanzar este nivel de producción acumulada en el país y el más rápido en hacerlo.

Al 31 de diciembre de 2024, la compañía llevaba invertidos en Fortín de Piedra U.S.\$3.800 millones, y sus entregas de gas en el pico de invierno representaba el 16,2% de las entregas nacionales y el 20,3% de las entregas de la cuenca neuquina.

Actualmente, nuestra estrategia consiste en seguir consolidando nuestro liderazgo en la producción de shale gas y significativamente incrementar la producción de shale oil. Para ello, hemos comenzado con el desarrollo del Yacimiento Los Toldos II Este. Desde el año 2021 hasta el 31 de diciembre de 2024, se ha

realizado la perforación y terminación de 7 pozos en Los Toldos II Este, con un total de 247 etapas de fractura a un ritmo de 6.0 etapas por día. La Sociedad lleva invertido más de U.S.\$ 150 millones en el desarrollo de dicha área. La producción de petróleo en el período anual 2024 fue de 223 m3 por día en promedio, alcanzando un pico de 346 m3 por día promedio en el mes de mayo 2024.

Como parte de dicha estrategia, se está evaluando adherir al Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (“RIGI”), creado por la Ley N° 27.742, sus normas modificatorias y/o complementarias. A dichos efectos, se ha constituido una Unión Transitoria con Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima la cual se utilizará como Vehículo de Proyecto Único (“VPU”), con el exclusivo propósito, en los términos y con los alcances previstos por el inciso d) del artículo 170 de la Ley 27.742, de desarrollar un proyecto en el sector del gas y del petróleo. Se espera que dicho proyecto consista en la construcción y posterior explotación de una instalación de tratamiento y evacuación de petróleo y gas, cuyo objetivo es alcanzar un nivel de desarrollo de 35.000 barriles diarios en la primera fase, incluida la construcción de los oleoductos y gasoductos necesarios para la prestación del servicio, ampliándose su capacidad a 70.000 barriles 6 meses después. La inversión estimada total será de entre U.S.\$1.320 y U.S.\$2.150 millones, con un período estimado de construcción para la primera fase de entre 25 y 30 meses.

Regalías

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a las autoridades gubernamentales donde extraen hidrocarburos (tanto nacionales como provinciales). Los pagos se realizan en pesos. Las regalías se abonan sobre la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El porcentaje de regalías que pagamos sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona entre un 1% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

Adicionalmente, con anterioridad a la vigencia de la Ley 27.007, al momento de acordar los términos de las prórrogas para determinadas concesiones de explotación, la Sociedad acordó con las respectivas autoridades concedentes, bajo determinadas condiciones, el pago de determinados cánones extraordinarios de producción, así como aportes extraordinarios.

El costo por las regalías, cánones de producción y aportes extraordinarios abonados originados en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Se presenta a continuación el detalle por área de las alícuotas de regalías y porcentajes adicionales descriptos precedentemente:

Cuenca	Provincia	Área	Concepto	Alícuota	
				Crudo, Condensado y Gasolina	Gas
CUENCA NEUQUIN A	Neuquén	Los Bastos	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Bastos	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías	12.00%	12.00%

Neuquén	Punta Senillosa	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
Neuquén	Punta Senillosa	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías	12.00%	12.00%
Neuquén	Fortin de Piedra	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
Neuquén	Los Toldos II Este	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
Neuquén	Los Toldos I Sur	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
Neuquén	Puesto Parada	Regalías	12.00%	12.00%
Neuquén	Puesto Parada	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
Neuquén	Puesto Parada	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
Río Negro	Agua Salada	Regalías	12.00%	12.00%
Río Negro	Agua Salada	Cánon Extraordinario	3.00%	3.00%

Nota:

(*) aplicable únicamente a los pozos que entraron en producción antes del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) y/o a los pozos que se especifican en los acuerdos de las CENCH.

				Porcentaje	
Cuenca	Provincia	Área	Ítem	Crudo, Condensado y Petróleo	Gas
CUENCA NOROESTE / CUENCA GOLFO SAN JORGE	Chubut	El Tordillo	Regalías	12,00%	12,00%
	Chubut	El Tordillo	Aporte Extraordinario	4,00%	3,00%
	Chubut	El Tordillo	Contribución especial	1,00%	12,00%
	Chubut	La Tapera	Petrominera	12,00%	3,00%
	Chubut	La Tapera	Regalías	4,00%	12,00%
	Chubut	La Tapera	Aporte Extraordinario	1,00%	12,00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Contribución especial Petrominera	12,00%	3,00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Regalías	4,00%	12,00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Aporte Extraordinario	1,00%	12,00%
	Salta	Aguaragüe	Contribución especial	12,00%	12,00%
	Salta	Aguaragüe	Petrominera	3,00%	12,00%
	Salta	Ramos	Regalías	12,00%	3,00%

Reservas

Las reservas totales de petróleo y gas natural, auditadas por un tercero independiente, Gaffney, Cline & Asociados, sobre la base de la información provista por la Emisora, al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, son las que se detallan a continuación:

Al 31 de diciembre de

	2024			2023			2022		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (Mm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (Mm3)	Total (Mm3eq)
<i>Total de Reservas Probadas de cada área a la participación de Tecpetrol %⁽¹⁾</i>									
Agua Salada	23	70	94	57	151	208	61	241	302
Aguaragüe ⁽²⁾	51	342	393	73	431	504	54	169	223
El Tordillo.....	1.543	123	1.666	1,887	196	2,083	2,702	273	2,975
Fortín de Piedra	3.260	91.660	94.920	3,715	97,452	101,167	4,223	76,858	81,081
Gran Bajo Oriental ⁽⁴⁾	-	-	-	—	—	—	—	—	—
La Tapera - Puesto Quiroga	147	28	176	166	1	167	97	2	99
Loma Ancha ⁽⁴⁾ .	-	-	-	—	—	—	—	—	—
Los Bastos.....	8	16	24	13	28	41	74	65	139
Puesto Parada ⁽³⁾	2.211	179	2.390	165	27	192	—	—	—
Los Toldos I Norte ⁽⁴⁾	86	68	155	—	—	—	—	—	—
Los Toldos I Sur ^(*)	5	10	15	7	14	21	10	21	31
Los Toldos II Este	444	132	575	430	85	515	—	—	—
MLO-124 ^(*) (4)...	-	-	-	—	—	—	—	—	—
Punta Senillosa	5	89	94	26	276	302	31	319	350
Ramos	12	140	152	11	133	144	17	188	205
Total Argentina	<u>7.796</u>	<u>92.858</u>	<u>100.654</u>	<u>6,550</u>	<u>98,794</u>	<u>105,344</u>	<u>7,269</u>	<u>78,136</u>	<u>85,405</u>

Notas:-

(*) En el caso de áreas no operadas por nosotros (Los Toldos I Sur y MLO-124), se presentan las estimaciones internas de la Sociedad.

(1) Los valores indicados representan los volúmenes restantes de la participación de Tecpetrol antes de deducir las regalías.

(2) Incluye las reservas de San Antonio Sur.

(3) Auditadas junto a Los Bastos, a Diciembre de 2022

(4) No auditadas por Gaffney, Cline & Asociados.

Las reservas están clasificadas conforme a la unificación de las metodologías usadas por la “SPE” (Society of Petroleum Engineers) y por el “WPC” y otras. Todas las estimaciones de reservas son realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de Tecpetrol y auditadas por un auditor independiente.

Las reservas probadas pueden ser reservas en desarrollo o no desarrolladas.

Las reservas están clasificadas conforme a la unificación de las metodologías usadas por la “SPE” (Society of Petroleum Engineers) y por el “WPC” (World Petroleum Council) y otras. Todas las estimaciones de reservas son realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de Tecpetrol y certificadas por un auditor independiente.

El proceso de estimación del volumen de las reservas existentes de petróleo y de gas natural es necesariamente inexacto debido a imponderables geológicos, geofísicos y de otro tipo. Dicho proceso implica una continua revisión de las estimaciones generalmente con una periodicidad anual (salvo en

ocasión de un hecho relevante que amerite una revisión inmediata), sobre la base de información adicional obtenida a través de perforaciones, pruebas de pozos y estudio de reservas.

Para áreas de hidrocarburos no convencionales, (por ejemplo, Fortín de Piedra), las reservas probadas se irán incorporando de acuerdo a la siguiente metodología. En una primera etapa se perforan pozos pilotos verticales para obtener datos y caracterizar la formación Vaca Muerta en el bloque y para seleccionar potenciales niveles de navegación con pozos horizontales (se requieren pozos horizontales fracturados para el desarrollo comercial de un área de *shale*). En la siguiente etapa se perforan pozos horizontales de evaluación (a el/los niveles de navegación seleccionados) para validar la productividad y comercialidad de Vaca Muerta en el bloque. Resultados positivos de estos pozos permitirán incorporar reservas probadas no desarrolladas en ubicaciones cercanas (además de las reservas probadas en producción correspondiente a la continuidad de operaciones de los mismos). Finalmente se avanza en la etapa de desarrollo con pozos horizontales (incorporando las reservas de los pozos perforados e incrementando el área de reservas probadas no desarrolladas).

Ventas de Petróleo y Gas Natural

La siguiente tabla muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora en Argentina para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m ³ de petróleo y gas)	7.281	6.892	6.757	389	135	6%	2%
Mercado interno	6.509	6.085	5.993	424	92	7%	2%
Mercado externo	772	807	764	(35)	43	(4%)	6%
Producción de petróleo (miles de m3)	920	854	688	66	166	8%	24%
Producción de gas (millones de m3)	6.361	6.038	6.069	323	(31)	5%	(1%)
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	74,86	76,34	94,10	(1,48)	(17,76)	(2%)	(19%)
Crudo medianito (U\$S / bbl)	74,31	70,75	75,20	3,56	(4,45)	5%	(6%)
Gas (U\$S/MMbtu)	3,75	3,74	3,81	0,01	(0,07)	0%	(2%)

(*) *Equivalencia volumétrica (1.000 m³ de gas = 1 m³ de petróleo)*

Las políticas energéticas y regulatorias que rigen el mercado de hidrocarburos en Argentina nos han permitido mantener nuestro rol activo en el mercado interno de petróleo y gas natural y en el mercado de exportación de petróleo. Actualmente no estamos desarrollando operaciones de cobertura del riesgo futuro del precio del petróleo.

Venta de Petróleo Crudo

Durante el 2024 se mantuvo el desdoblamiento de precios entre el mercado local e internacional, con precios en el mercado local generalmente inferiores a la paridad de exportación, pero llegando a niveles

similares hacia los últimos meses del año por la baja que tuvo el precio internacional en el último trimestre. Para el año 2025, se espera que los precios internacionales se vean afectados por la evolución del petróleo de referencia “Brent”, mientras que los precios del mercado interno, además de las referencias internacionales, se podrían ver afectados por factores políticos y macroeconómicos.

La Sociedad no cuenta con acuerdos de venta a largo plazo, siendo habitual la venta de la producción disponible en cada mes, con 2 o 3 meses de anticipación. Actualmente las ventas al mercado doméstico son pagaderas en dólares o en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago, y las exportaciones son pagaderas en dólares en el exterior. La Emisora cuenta con un plazo de 30 días desde la fecha de embarque del petróleo o 20 días desde la fecha en que se le realiza el pago para ingresar al país el contravalor en pesos de los cobros recibidos en el exterior.

Desde comienzos de 2021, se mantuvo vigente la alícuota de derechos de exportación reglamentada a través del Decreto 488/2020 (la alícuota es del 0% si el precio internacional es igual o inferior a U.S.\$45 por barril, del 8% si el precio internacional es igual o superior a U.S.\$60 por barril, y un valor variable que se incrementa linealmente entre 0% y 8% si el precio internacional se encuentra a U.S.\$45 y U.S.\$60 por barril), aplicando la alícuota máxima del 8% para todas exportaciones de hidrocarburos.

Desde fines de 2023, y a través del Decreto 28/2023 se estableció que el contravalor de las exportaciones de petróleo crudo deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un ochenta por ciento (80%) a través del Mercado Libre de Cambios (MLC) debiendo el exportador, por el veinte por ciento (20%) restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Venta de Gas:

La producción de gas propiedad de Tecpetrol que es comercializada por la misma a la fecha de este Prospecto proviene de los siguientes yacimientos:

- los yacimientos de la Cuenca noroeste: Aguara Güe, San Antonio Sur y Ramos;
- los yacimientos en la Cuenca neuquina: Agua Salada, Los Bastos, Punta Senillosa, Los Toldos I Sur, Los Toldos I Norte y Fortín de Piedra;
- el yacimiento de la Cuenca del Golfo San Jorge: El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga.

La Emisora comercializa el gas natural producido en el mercado local a través de los siguientes segmentos de demanda:

- **Licenciatarias de Distribución:** la comercialización para este segmento tiene como destino el abastecimiento de la Demanda Prioritaria conformada por los Usuarios Residenciales y Comerciales, el cual se encuentra, desde enero de 2021 y por el término de ocho años, parcialmente contractualizado con los Productores de gas natural a raíz de la implementación del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” en adelante Plan Gas.Ar. Tecpetrol participó y se adjudicó volúmenes para suministrar a este segmento en las distintas rondas del Plan Gas Ar. y para ello hemos suscripto un contrato con las Licenciatarias del Servicio de Distribución como con Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA).
- **Generación de Energía Eléctrica:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda de Centrales Termoeléctricas se realiza a través de tres mecanismos siendo CAMMESA quien concentra el abastecimiento del hidrocarburo para este segmento: i) con contratos en

firme entre Productores y CAMMESA, derivados de la implementación del Plan Gas.Ar, los cuales tienen vigencia desde enero de 2021 y por el término de ocho años ii) con acuerdos de venta en condición interrumpible cuyo precio máximo es el de referencia (Anexo Resolución SE N° 354/2020) entre por un lado Productores y/o Comercializadores y por otro lado CAMMESA, los que surgen como resultado de un concurso de precios para la compra de gas en condiciones interrumpibles a través de Mercado Electrónico del Gas S.A. (“MEGSA”) en forma mensual y iii) con acuerdos de venta en condición interrumpible entre productores adjudicatarios del Plan Gas.Ar y CAMMESA, cuyo precio máximo es el que se encuentre incluido en los acuerdos en condición firme, que surgen de la asignación efectuada por medio del cuadro “IV – Demanda Usinas 2021 – 2028” del Anexo que forma parte de la Resolución S.E. N° 391/2020 y que vinculen a CAMMESA con el productor oferente.

- Estaciones de GNC: la comercialización para el suministro de la demanda del mercado de estaciones de GNC se realiza, principalmente, mediante acuerdos de provisión de gas libremente pactados con los Comercializadores de Gas, con precios atados al precio de la nafta súper.
- Industrial: el abastecimiento de la demanda industrial se realiza mediante acuerdos de provisión de gas libremente pactados tanto con Industrias como con Comercializadores de Gas y con plazos de vigencia habitualmente de un año de duración, aunque en los últimos años se han realizado acuerdos con plazos de vigencia de hasta 5 años, además de acuerdos de suministro en condición interrumpible por plazos menores.
- Mercado Externo: el abastecimiento del mercado de exportación se realiza principalmente mediante acuerdos de provisión de gas en condición firme de corto plazo (periodo estacional) en uso de los cupos de exportación otorgados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos a los productores adjudicatarios del Plan Gas.Ar. Adicionalmente, también existen acuerdos de exportación de gas en condición interrumpible. Los mismos, tanto firmes como interrumpibles, deben ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos antes de poder ser comercializados.

Los principales clientes de Tecpetrol son las empresas de la Organización Techint Siderca S.A.I.C. y Ternium Argentina S.A., otras industrias como Minera del Altiplano S.A., Refinor S.A., Ledesma S.A.A.I., Compañía MEGA S.A., Galileo Technologies S.A., y otros como Energy Consulting Services S.A., Metroenergía S.A., Energía Sudamericana S.A., entre otros. Además, la compañía comercializa el gas con destino a la generación eléctrica a través de CAMMESA. Con relación a la demanda de gas residencial, la compañía tiene acuerdos de venta con la mayoría de las Distribuidoras de Gas Natural y con ENARSA. En cuanto al mercado de exportación, se cuentan entre sus principales clientes a Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., GM Holdings S.A y Shell Chile S.A. Durante el período comprendido entre enero y diciembre de 2024, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 20% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 3% a usuarios de GNC, 42% a licenciatarias del servicio de distribución, un 26% a generadoras de energía eléctrica, y un 9% a clientes de exportación.

Transporte

Petróleo

El transporte de petróleo crudo de la mayor cuenca productiva del país (Cuenca Neuquina) se realiza principalmente por oleoductos. El sistema de oleoductos consta de una red de oleoductos interconectados que unen dicha cuenca con la terminal marítima en Puerto Rosales, donde se puede almacenar y embarcar a buques para su exportación, transportar hacia otra terminal o hacia alguna de las refinerías argentinas ubicadas sobre la costa del Río de La Plata, con el puerto de Concepción en Chile, con las refinerías de Luján de Cuyo, Plaza Huincul, Puerto Galván, La Plata, Dock Sud y Campana. A su vez, desde mayo de

2023, se encuentra operativo el oleoducto trasandino (OTASA) que lleva volúmenes desde cuenca neuquina hasta la refinería de ENAP en Chile.

Asimismo, para el transporte de petróleo crudo de otras cuencas productivas, existen seis terminales marítimas en Río Cullen, San Sebastián (ambas en la provincia de Tierra del Fuego), Caleta Olivia, Punta Loyola (ambas en la provincia de Santa Cruz), Caleta Córdova (en la Provincia del Chubut). Adicionalmente, en Puerto Rosales (en la provincia de Buenos Aires), se descarga el petróleo proveniente del sur.

La normativa actual permite que las empresas que requieren acceso a cualquiera de las redes de oleoductos puedan construir y operar los oleoductos para acceder a dichas redes. En la Cuenca Neuquina la Emisora entrega su petróleo en la cabecera de Bombeo Loma Campana, y en las estaciones de bombeo La Escondida, Auca Mahuida, Huantraico y Challacó, que luego es transportado hasta Puerto Rosales por oleoductos para su posterior transporte a refinerías locales o con fines de exportación. Por otra parte, el petróleo procedente del norte es entregado a través de oleoductos a la refinería de Campo Durán o por camiones a pequeñas refinerías del país. El petróleo de la Cuenca del Golfo San Jorge es transportado por oleoductos hasta las terminales marítimas de Caleta Córdova y Caleta Olivia, para su embarque en buques tanque, ya sea para su transporte hacia otra terminal, a refinerías locales o con fines de exportación.

La Emisora, al igual que otros productores del sector privado, conserva una capacidad de almacenamiento en cada yacimiento, suficiente para almacenar entre dos y cinco días de producción, lo que ha sido suficiente para continuar las operaciones de extracción de petróleo sin reducir la producción (por ejemplo, cuando las redes de oleoductos no se encuentran disponibles debido a los requerimientos de mantenimiento o emergencias transitorias). La Emisora no es propietaria de ningún buque-cisterna o vehículos tanque, pero sí participa en diversas concesiones de transporte de petróleo y de gas natural por ductos, obtenidas en su carácter de concesionario y productor de hidrocarburos.

En Terminales Marítimas Patagónicas S.A., empresa que tiene a cargo la operación de las terminales marítimas de Caleta Córdova y Caleta Olivia, la Emisora participa con un 4,2% del consorcio que opera estas terminales marítimas. Los concesionarios y sus participaciones son las siguientes: Pan American Energy Holdings Ltd. (31,71%), YPF S.A. (33,15%), Sociedad Internacional Petrolera (13,79%), Total Austral S.A. (7,35%) y otras compañías productoras con el resto. Las tarifas de embarque y almacenaje de crudo están reguladas y de acuerdo a la normativa se actualizan cada cinco años.

El sistema de oleoductos de Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”) de 1.200 km de longitud transporta el crudo de la cuenca neuquina hasta Puerto Rosales, Puesto Hernández y hasta la refinería de Plaza Huincul. Tecpetrol posee actualmente una participación del 2,1% en el consorcio. Otros productores de la cuenca que tienen participación en este sistema de oleoductos son: Pluspetrol Cuenca Neuquina S.R.L., Pampa Energía S.A., Pluspetrol S.A., Pan American Energy Holdings Ltd., Chevron-San Jorge S.R.L. e YPF S.A. Las tarifas de transporte de esta red para su capacidad open access que están vigentes son reguladas y de acuerdo con la normativa se actualizan cada cinco años.

Durante 2022, la Sociedad participó del Concurso Abierto N°1/2022 de Oldelval y del Concurso Abierto N° OTE 1-2022 de Oiltanking Ebytem, mediante las cuales obtuvo un incremento en la capacidad proyectada de transporte, almacenaje y embarque. Los proyectos se encuentran avanzando con retrasos respecto del plan original. No obstante, las capacidades incrementales se encuentran alineadas con las proyecciones de incrementos de producción.

A partir de octubre de 2023, Oldelval, en el marco de las ampliaciones del sistema de transporte, viabilizo una capacidad incremental de 12.000 m³/d de los cuales 720 m³/d (6% del total) corresponden a Tecpetrol,

volumen que fue incrementando a partir de octubre de 2024, previendo alcanzar en marzo de 2025 los 50.000 m³/d objetivo del proyecto de ampliación, de los cuales 3.066 m³/d corresponden a Tecpetrol. La capacidad para evacuación y comercialización de la producción de la Cuenca Neuquina Oldelval-Ebytem se encontró saturada durante 2024, pero esto no afectó la producción de la Sociedad durante el año en cuestión.

Gas

Existen en Argentina cinco Gasoductos Troncales o Principales: el Gasoducto Norte (Campo Durán, Salta a Buenos Aires), el Gasoducto Sur o San Martín (Tierra del Fuego a Buenos Aires) y tres Gasoductos de Neuquén a Buenos Aires (el NEUBA I, el NEUBA II y el Centro Oeste). Las redes de gasoductos en Argentina eran de propiedad de Gas del Estado ("GdeE") con anterioridad a su privatización en 1992. Durante el año 2023 se construyó el gasoducto "Gasoducto Presidente Néstor Kirchner" (denominado en la actualidad como Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno) de propiedad de ENARSA conectando la ciudad de Tratayén con el sistema de transporte operado por TGS en la ciudad de Saliqueló Provincia de Buenos Aires, el que permite transportar gas natural de la cuenca neuquina hacia Buenos Aires y cuenta actualmente con una capacidad de transporte de 21 millones de m³/d.

La Emisora comercializa el gas natural en los puntos de ingreso a los gasoductos de TGN y TGS y la contratación de la capacidad de transporte es, en general, a cargo de los clientes finales o de los intermediarios que les suministran dicho servicio. La producción proveniente de las áreas de explotación Aguara Güe y Ramos, de la Cuenca Noroeste, ingresa por el Gasoducto Norte, con algún volumen menor que ingresa en el gasoducto de Refinor; el gas de las áreas Los Bastos, Agua Salada, Punta Senillosa y Puesto Parada, de la Cuenca Neuquina, por el Gasoducto NEUBA I (operado por TGS); el gas de Los Toldos I Sur ingresa por el Gasoducto Vaca Muerta Sur (operado por TGS) que inyecta luego en el NEUBA II; el gas producido en el área Fortín de Piedra, también de la Cuenca Neuquina, tiene la posibilidad de ingresar tanto en el Gasoducto Centro Oeste (operado por TGN) como en el NEUBA II (operado por TGS) gracias a acuerdos de transporte celebrados con YPF y TGS (por el Gasoducto Vaca Muerta Sur) como así también a través de su ducto propio; y el gas producido en el área El Tordillo, de la Cuenca del Golfo de San Jorge, es inyectado en el Gasoducto San Martín (operado por TGS).

La Emisora, como se mencionó en el párrafo anterior, llevó a cabo la construcción de un gasoducto que vincula el área Fortín de Piedra (shale gas) con los gasoductos Centro Oeste y NEUBA II, el cual se puso en operación en mayo de 2018.

Las capacidades de transporte en los gasoductos troncales de la zona del Neuquén son las siguientes: 44,4 MMm³/d en los gasoductos NEUBA I y II en el tramo comprendido entre Neuquén y Bahía Blanca, y de 32,5 MMm³/d en el Centro Oeste en el primer tramo hasta la derivación a Chile. La exportación de gas natural a Chile proveniente de la cuenca neuquina, se realiza por medio de los gasoductos Gas Andes y Gasoducto del Pacífico, mientras que la exportación a Brasil se efectúa a través de Transportadora de Gas del Mercosur ("TGM") y a Uruguay se realiza a través de Gasoducto Cruz del Sur y Petrouuguay.

El servicio de transporte de gas natural es prestado sobre una base abierta y no discriminatoria a cualquier usuario de gas que tenga las instalaciones adecuadas e idoneidad técnica para recibirlo y cumpla con los requisitos mínimos de volúmenes. Las tarifas de estos contratos son reguladas y poseen mecanismos de actualización administrados por la autoridad regulatoria: ENARGAS.

VI. FACTORES DE RIESGO

Una inversión en Obligaciones Negociables representa un alto grado de riesgo. Los posibles inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación junto con toda otra información divulgada en cualquier otra parte de este Prospecto, y en cualquier otro documento complementario o Suplemento de Prospecto antes de tomar una decisión sobre la inversión. Nuestro negocio, nuestra situación financiera y resultados de las operaciones, incluida nuestra capacidad para cancelar las Obligaciones Negociables, podrían verse sustancial y adversamente afectadas por cualquiera de estos riesgos. En especial, nuestras operaciones y ganancias están sujetas a riesgos como el resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, comerciales y financieras. El precio de cotización de las Obligaciones Negociables podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos, y los inversionistas podrían perder la totalidad o parte de sus inversiones. Los riesgos descritos a continuación son aquellos conocidos por nosotros y que actualmente creemos que podrían afectarnos sustancialmente. Los riesgos adicionales no conocidos actualmente por nosotros o que nosotros no consideramos en la actualidad como importantes podrían asimismo perjudicar el negocio.

Este Prospecto contiene asimismo declaraciones sobre hechos futuros que incluyen riesgos e incertidumbres. Remitirse a la sección “IV. Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Nuestros resultados reales pueden diferir significativa y negativamente de aquellos anticipados en estas proyecciones futuras como consecuencia de ciertos factores, que incluyen los riesgos descritos a continuación y en cualquier otro lugar de este Prospecto.

Riesgos relacionados con Argentina

Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina.

Nuestros resultados comerciales y financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. Somos una sociedad constituida en virtud de las leyes de Argentina y casi todas nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran o derivan de Argentina. La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda, y podría experimentar más volatilidad en el futuro.

En años recientes, las condiciones económicas en Argentina incluyeron la imposición de controles cambiarios, controles de precio, incremento de la intervención directa del Estado en la economía, modificación a leyes y reglamentaciones que afectaron al comercio exterior y a las inversiones extranjeras directas, aumento de la inflación, un déficit fiscal en aumento y limitaciones de la capacidad de Argentina de cumplir con su deuda soberana. Entre el 2016 y el 2019 el gobierno de Mauricio Macri impulsó una serie de medidas tendientes a reordenar las variables económicas. Sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al gobierno a la re-implementación de medidas excepcionales, tales como los controles de cambio que habían sido eliminados entre 2015 y 2016.

Adicionalmente, durante el año 2020, el gobierno de Alberto Fernandez tuvo que hacer frente a la pandemia de Covid-19 imponiendo una serie de medidas que afectaron a la economía argentina.

Asimismo, durante el año 2023 se llevó a cabo un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local. En este sentido, a lo largo del año (i) se realizaron las elecciones presidenciales de la República Argentina; (ii) se eligió el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los gobernadores de 21 provincias;

(iii) se renovó la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; (iv) se renovó un tercio del Senado de la Nación y (v) hubo elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales.

El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue electo como el próximo presidente de Argentina en representación del partido político La Libertad Avanza que tomó posesión el 10 de diciembre de 2023, venciendo a su contrincante en un balotaje con un 55,7% de los votos. El nuevo gobierno se enfrenta a una delicada situación económica:

- la inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, al 31 de diciembre del 2023 el índice de inflación acumulado en 2023 medido por el IPC fue del 211,4%, la más elevada desde 1991, y la inflación acumulada de 2024 fue de 117,8%; la inflación de enero de 2025 fue del 2,2%, de febrero del 2025 fue del 2,4% y de marzo fue 3,7%, generando una inflación acumulada del 8,6% para los primeros tres meses del 2025.
- en 2024 el PBI mostró una caída del 1,7% con relación al año anterior;
- la deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- el aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- la inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- 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 interno;
- el desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; y
- el peso se devaluó aproximadamente un 21,5% en 2024.

De acuerdo con el informe de MSCI, Argentina fue considerada un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando se la declaró un mercado independiente. Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los mercados emergentes, especialmente aquellos en América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por compañías argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los potenciales aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores de capital y en nuestra capacidad y los términos en los que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados con acontecimientos políticos.

Existen demandas pendientes contra el gobierno argentino ante el CIADI que podrían implicar nuevas sentencias contra el gobierno argentino, lo que a su vez podría tener un efecto sustancialmente adverso en la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos garantizar que en el futuro el gobierno argentino no incumplirá sus obligaciones.

En esta etapa inicial, y debido a la frágil situación económica y financiera actual de Argentina, no podemos anticipar cuáles serán sus medidas político-económicas iniciales ni cuándo comenzarán a tener efecto. Véase “—*La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina*” del presente Prospecto.

La economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa

la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Una disminución de la demanda internacional de productos argentinos, la pérdida de competitividad de los productos y servicios argentinos con respecto a otros mercados, una disminución de la confianza entre los consumidores e inversionistas locales y extranjeros, la imposibilidad del gobierno de disminuir la tasa de inflación y las incertidumbres políticas futuras, factores macroeconómicos externos, inestabilidad política, la imposibilidad de cumplir con los requisitos bajo el endeudamiento con el FMI, la imposibilidad de bajar el gasto público, renegociar la deuda interna, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina.

La volatilidad de la economía argentina y de las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un gran impacto sobre nosotros. No podemos proporcionar ninguna garantía de que los eventos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los que no tenemos control alguno, no perjudiquen nuestras condiciones comerciales y financieras ni los resultados de las operaciones.

La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina.

El gobierno argentino se enfrenta a retos macroeconómicos singulares, como reducir la tasa de inflación, lograr superávit comercial y fiscal, acumular reservas, sostener el peso, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local en función de los distintos factores que la afectan.

El gobierno de Milei ha sancionado el Decreto N° 70/2023, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Entre otras cuestiones, se faculta a la SE a redeterminar la estructura de subsidios al gas natural en base al porcentaje de ingresos.

Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo argentino envió al congreso nacional un proyecto de ley titulado "*Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*". El proyecto de ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. El proyecto de ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía, incluyendo varios cambios en la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, sus modificatorias y complementarias (la "Ley de Hidrocarburos").

El 14 de marzo de 2024, la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación, voto por el rechazo del Decreto, encontrándose aún pendiente de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación. En caso de que la Cámara de Diputados vote de igual manera por el rechazo del mismo, el Decreto quedará sin efecto, en caso de que vote afirmativamente, mantendrá su vigencia dado que ambas Cámaras deben rechazar expresamente un Decreto de Necesidad y Urgencia para lograr que el mismo no tenga vigencia.

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el Decreto N°70/2023 y el mencionado proyecto de ley que se encuentra en etapa de tratamiento por comisiones de asesoramiento. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

El gobierno argentino ha incumplido con los pagos de sus instrumentos de deuda soberana en el pasado. Como resultado, el gobierno argentino puede no tener acceso al financiamiento internacional, o su acceso

puede ser costoso, lo que puede limitar su capacidad para realizar inversiones y fomentar el crecimiento económico. Además, las empresas del sector privado del país también pueden tener dificultades para acceder al financiamiento internacional o para acceder a precios razonables, como ha ocurrido en ocasiones anteriores.

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos Elegibles bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

Adicionalmente, en junio de 2018 el gobierno argentino y el FMI firmaron un acuerdo de préstamo a tres años por valor de 50.000 millones de dólares, que se modificó a 57.100 millones de dólares, reprogramándose los desembolsos, con un anticipo de aproximadamente U.S.\$13.400 millones hasta diciembre de 2018, totalizando U.S.\$28.400 millones para el año 2018, y unos U.S.\$22.650 millones en 2019. Sin embargo, el FMI suspendió los desembolsos después de septiembre de 2019, cancelando el programa; por lo tanto, el monto total desembolsado al cierre de 2019 ascendía a aproximadamente U.S.\$44.500 millones (el "Acuerdo FMI 2018"). Tras un informe del FMI en febrero de 2020 en el que se afirmaba que la deuda de Argentina podría no ser sostenible, el gobierno argentino solicitó iniciar conversaciones con el FMI para renegociar el Acuerdo FMI 2018.

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como Servicio Ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio (el "Acuerdo SAF"). Desde la finalización de la cuarta revisión, los principales objetivos del programa no se alcanzaron, como consecuencia de la sequía sin precedentes y desviaciones de las políticas. En un contexto de elevada inflación y crecientes presiones sobre la balanza de pago, se acordó el 28 de julio de 2023 un nuevo paquete de medidas centrado en fortalecer las reservas y reforzar el orden fiscal. El 13 de junio de 2024 el FMI concluyó la octava revisión, luego de la cual el FMI desembolsó aproximadamente U.S.\$800 millones al gobierno argentino para sostener la recuperación económica y reforzar las reservas fiscales y externas. Con esto, los desembolsos totales en el marco del Acuerdo SAF ascienden a aproximadamente U.S.\$41.4 millones.

En el supuesto en que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, o que el acuerdo no sea aprobado por el Directorio Ejecutivo del 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.

En octubre de 2022, fue renegociada la deuda que la Argentina mantenía con el Club de Paris. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof y reconoce un monto de capital por U.S.\$1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semi- anuales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

A la fecha del presente Prospecto no se puede predecir con exactitud los efectos que pueda tener la falta de éxito, en la economía y situación financiera argentina y, en consecuencia, en la situación financiera de la Compañía; pero ello podría afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales y, en consecuencia, la capacidad de la Compañía para acceder a estos mercados también

podría ser limitada.

Con fecha 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo argentino emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°179/2025 que aprobó un nuevo acuerdo a 10 años (el “Programa de Facilidades Extendidas”) a celebrarse con el FMI, cuyo propósito consiste en refinanciar pasivos, incluyendo letras del tesoro no transferibles y los montos pendientes de amortización bajo el actual Acuerdo SAF. El 11 de abril de 2025, Argentina anunció el Programa de Facilidades Extendidas de 48 meses acordado con el FMI por un monto de US\$ 20.000 millones. El mencionado programa será utilizado para fortalecer las reservas del BCRA, levantar las restricciones cambiarias y consolidar los resultados del programa económico. El Programa de Facilidades Extendidas cuenta con un plazo de 10 años y 4 años y medio de gracia de pagos de capital; y sus desembolsos del 2025 serán de US\$ 15.000 millones que ingresarán a lo largo del año. El 15 de abril de 2025, en cumplimiento del Programa de Facilidades Extendidas, el BCRA recibió el primer desembolso por parte del FMI por un monto total de US\$ 12.000 millones.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos, sin perjuicio de que, desde el año 2024, ha habido un significativo descenso de dichos indicadores. En lo que va del 2025, el riesgo país ha oscilado entre los 600 y los 800 puntos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Tampoco podemos garantizar que la Argentina cumpla con las metas establecidas por el FMI y con el Club de París y pueda negociar el alto nivel de endeudamiento local y el endeudamiento local con el exterior por deudas comerciales. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio.

Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían afectar la economía argentina y nuestro desempeño financiero.

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Una porción importante de nuestros ingresos, deudas financieras e inversiones está vinculada al Dólar. Por lo tanto, estamos expuestos a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, puede generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los nuestros, cuyo éxito depende en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo también afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación “A” 3500 del BCRA, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 17,55% en 2016, 15,21% en 2017, 50,94% en 2018, 36,67% en 2019, 28,87% en 2020, 17,56% en 2021, 44,44% en 2022, 78,09% en 2023 y 21,5% en 2024.

Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio” y “Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones” del presente Prospecto. La reinstauración de los controles cambiarios en Argentina trajo como consecuencia la profundización de la brecha entre el tipo de cambio oficial y el valor de algunas operaciones de mercado de capitales frecuentemente utilizadas para la obtención de dólares (Dólar “MEP” y “contado con liquidación”), sin embargo, a partir del nuevo esquema cambiario anunciado por el gobierno nacional el 11 de abril de 2025, la brecha se ha reducido y a la fecha del presente Prospecto no es significativa.

El entorno macroeconómico argentino en el que operamos se vio afectado por la depreciación antes mencionada, lo que tuvo efecto en nuestra situación financiera y económica. Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para nuestros negocios, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

No podemos predecir en qué medida, el valor del peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no realizará nuevos cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La alta inflación constante podría continuar teniendo un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero.

Las elevadas tasas de inflación actualmente debilitan significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de promover las condiciones que podrían permitir un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina se ha enfrentado a presiones inflacionarias, evidenciadas por precios significativamente más altos de combustible, energía y alimentos, entre otros factores.

El índice de inflación medido por el IPC del INDEC para 2022, 2023 y 2024 fue del 94,8%, 211,4% y 117,8%, respectivamente. La inflación acumulada para los primeros tres meses del 2025 es del 8,6%. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales. A su vez, una parte de la deuda argentina está ajustada según el Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación ocasionaría un incremento de la deuda externa argentina y, consecuentemente, de las obligaciones financieras del país, lo cual podría exacerbar la presión sobre la economía argentina.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, la dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir el déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido a la severidad de la crisis actual.

Las tasas de inflación podrán continuar siendo altas o aumentar en el futuro y existe incertidumbre sobre los efectos que podrían tener las medidas adoptadas, o que pudiera adoptar en el futuro el gobierno argentino para controlar la inflación. Si la inflación continúa siendo alta o continúa creciendo, la economía argentina podría continuar viéndose negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

La credibilidad de varios índices económicos de Argentina ha sido cuestionada, lo que podría llevar a una falta de confianza en la economía argentina y podría a su vez limitar nuestra capacidad para acceder a un crédito y a mercados de capital.

Desde 2007, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo.

En el pasado el FMI censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En 2016, el gobierno del expresidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC inició un proceso de reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Hacia el final de dicho proceso, la censura recibida por parte del FMI fue levantada argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el convenio constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

Sin perjuicio que el INDEC no ha sido sujeto de controversias respecto de la veracidad de la información estadística publicada, no es posible garantizar que el gobierno nacional no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto significativo adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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

En el pasado reciente, el gobierno argentino ha intervenido directamente en la economía, incluso a través de la implementación de expropiaciones o nacionalizaciones y controles de precios. Algunas de las intervenciones que más impacto tuvieron fueron:

- Reemplazo del sistema de fondos de jubilaciones y pensiones: en 2008 se absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Por lo tanto, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades cuyas acciones cotizan en bolsa, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad (el “FGS”) para que sean administrados por la ANSES. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, el ANSES tiene derecho a designar representantes del gobierno en el directorio de esas entidades.
- Reglamentaciones relacionadas con el mercado de capitales local: en diciembre de 2012 y agosto de 2013, el Congreso de la Nación estableció nuevas reglamentaciones relacionadas con los mercados de capitales locales. En general, estas reglamentaciones permitieron una mayor intervención del estado nacional en los mercados de capitales, por ejemplo, autorizando por ejemplo a la CNV a designar veedores con facultades de vetar, bajo ciertas circunstancias, las decisiones del directorio de sociedades listadas en mercados autorizados. El 9 de mayo de 2018, bajo la administración de Mauricio Macri, el Congreso de la Nación aprobó la ley N° 27.440 (conocida como “Ley de Financiamiento Productivo”) que reformó la Ley de Mercado de Capitales y, entre otros cambios significativos, eliminó dichas facultades intervencionistas.

- Expropiación de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.): en mayo de 2012, el Congreso de la Nación sancionó una ley que dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF, la petrolera más importante de Argentina, cuyas acciones estaban en poder de Repsol, S.A. y sus afiliadas.
- *Intervención de Vicentin*: El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. Asimismo, el Gobierno Nacional había dispuesto la remisión al Congreso de la Nación de un proyecto de ley para declarar a la empresa utilidad pública y sujeta a expropiación. No obstante, el 31 de julio de 2020, a través del Decreto N°636/2020, el PEN dispuso la derogación del Decreto N°522/2020 que establecía la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C.
- *Intervención de las TICs*: El 21 de agosto de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°690/2020 (el “DNU 690”) la administración de Alberto Fernández declaró el carácter de servicio público de los Servicios de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (“TIC”) y de la telefonía móvil en todas sus modalidades. Adicionalmente estableció que los precios de estos servicios serán regulados por el Ente Nacional de Comunicaciones y congeló las tarifas, anunciadas desde el 31 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2020 por los licenciarios TIC, en el marco de la emergencia ampliada por el Decreto N°260/2020. El DNU 690 fue derogado por el DNU 302/24.

El gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina. Por lo tanto, nuestra actividad, el resultado de las operaciones y la capacidad de hacer frente a nuestras obligaciones está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

En el pasado el gobierno argentino ha implementado controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Dichas medidas incluyeron, entre otras cosas: (i) la prohibición de acceder al mercado de cambios argentino para la compra o transferencia de moneda extranjera al exterior para cualquier fin, incluido el pago de dividendos a no residentes interesados, (ii) restringir la adquisición de divisas extranjeras para mantenerlas como efectivo en Argentina, (iii) la obligación de los exportadores de repatriar y liquidar en pesos, en el mercado de cambios, la totalidad de los ingresos de sus exportaciones de bienes y servicios, (iv) limitar la transferencia de títulos valores hacia y desde Argentina, (v) aplicación de impuestos a determinadas operaciones de compra de moneda extranjera, y (vi) restringir el acceso (incluyendo, pero sin limitarse a, el plazo para efectuar dichos pagos) al mercado de cambios para pagar importaciones de bienes y servicios. En el pasado, el BCRA estableció ciertas restricciones adicionales, como el establecimiento de ciertas refinanciaciones obligatorias sobre la deuda denominada en dólares estadounidenses.

También en el pasado han existido restricciones respecto de pagos de endeudamientos financieros con el exterior que tengan pagos programados de amortización en determinado período de tiempo, por montos de

capital superiores a U.S.\$2,0 millones, con ciertas excepciones. En particular, el pago de los montos de capital correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior sujetos a dicha normativa tenía que formar parte de un plan de refinanciación obligatorio previamente presentado ante el BCRA, donde se debía contemplar que (i) sólo el 40% del monto de capital vencido y pagadero se pagaría a través del mercado de cambios local; y (ii) el 60% restante debe refinanciarse de forma que la vida media de la deuda fuera incrementada como mínimo dos años.

Como consecuencia de la regulación de control de cambios que estableció el BCRA, se generó un mercado paralelo para la negociación del dólar estadounidense en el cual, en el pasado, el tipo de cambio peso/dólar estadounidense difería significativamente del tipo de cambio oficial. Sin embargo, en el pasado reciente, la brecha entre los tipos de cambio ha disminuido significativamente. La capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera podría verse significativamente afectada por devaluaciones cambiarias (repetidas o sostenidas en el tiempo), mayores controles de cambio, desdoblamiento cambiario y/o fluctuaciones en los tipos de cambio.

El 11 de abril de 2025, el gobierno nacional anunció un nuevo esquema cambiario que implica, entre otras cuestiones:

- La flexibilización de compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes, a partir de la eliminación del límite mensual de US\$ 200 para la compra de moneda extranjera cuando la operación se realice mediante débito en cuenta (se mantiene un límite de US\$ 100 en caso de que dicha compra se haga mediante el uso de efectivo) y a partir de la derogación de requisitos y normativa relacionada a este tipo de operaciones que limitaba la compra de moneda extranjera para atesoramiento e incluía limitaciones posteriores para realizar ciertas operaciones derivadas;
- La flexibilización de requisitos relacionados con el pago de operaciones de títulos con liquidación en moneda extranjera realizadas por personas humanas residentes;
- Exceptuar a las personas humanas de presentar ciertas declaraciones juradas relacionadas con operaciones de títulos valores y ciertas operaciones de cobro de exportaciones de servicios;
- Dejar sin efecto el alcance de las declaraciones juradas presentadas por las operaciones con títulos valores u otras operaciones alcanzadas por las restricciones cruzadas realizadas hasta el 11 de abril de 2025.

Dichos anuncios fueron complementados por la Comunicación “A” 8227 y “A” 8230 del BCRA, de fechas 14 de abril de 2025 y 16 de abril de 2025, respectivamente, a través de las cuales se estableció, entre otras cuestiones:

- Se dejó sin efecto el segundo párrafo del punto 2.2.1, el segundo párrafo del punto 7.1.1, el segundo párrafo del punto 7.1.3 y el punto 15.3 del Régimen Cambiario, que regulaba lo dispuesto por el Decreto 28/2023, derogado por el Decreto 269/2025;
- La flexibilización del pago de endeudamientos financieros con contrapartes vinculadas;
- La flexibilización del acceso al mercado de cambios para la repatriación de inversiones directas en empresas realizadas por no residentes;
- La flexibilización del acceso al mercado de cambios para la repatriación por no residentes de servicios de capital, rentas y el producido de las ventas de inversiones de portafolio; y
- La flexibilización del pago en el exterior del capital de títulos de deuda emitidos a partir de 8 de noviembre de 2024.

A la fecha de este Prospecto, hay restricciones y controles cambiarios que permanecen vigentes y no es posible asegurar que no se impondrán nuevos controles más estrictos. Las regulaciones cambiarias pueden afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, desalentando las inversiones

extranjeras y los préstamos de inversores extranjeros o aumentando la salida de capital extranjero, lo cual podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina, y que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio y el resultado de nuestras operaciones. No podemos asegurar que se impongan más restricciones y controles de cambio, incluyendo el desdoblamiento en el tipo de cambio. Cualquier restricción a la transferencia de fondos al exterior podría causar demoras o imponer restricciones a la capacidad de los inversores no residentes para cobrar los pagos de capital e intereses de nuestras obligaciones negociables. Para mayor información véase “*Controles de Cambio*” de este Prospecto.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por los sucesos económicos en otros mercados.

La economía argentina es vulnerable a los golpes 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. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino.

En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda y una desaceleración en su economía que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos (situación que ha ocurrido en los últimos años), Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“MERCOSUR”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. Sin embargo, con las negociaciones concluidas, el acuerdo no ha sido firmado ni ratificado. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Es incierto el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea, entre otras cosas, para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial.

En marzo de 2020, luego del fracaso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y Rusia para alcanzar un acuerdo para estabilizar el mercado petrolero, Arabia Saudita decidió aumentar su producción de petróleo, inundando el mercado y lanzando una guerra de precios. Esta decisión provocó una disminución del precio del 30% del petróleo, que representa la disminución más significativa desde 1991. El 9 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron

reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, se acordó aumentar la producción. De igual manera, en abril de 2022, Arabia Saudí y otros productores de petróleo de la OPEP anunciaron recortes voluntarios en su producción por valor de alrededor 1,15 millones de barriles por día. La decisión se sumó al recorte realizado en noviembre de 2022, cuando los países de la OPEP anunciaron recortes de producción de dos millones desde noviembre hasta fin de ese año. En abril de 2023, algunos miembros de la OPEP anunciaron un recorte en la producción mundial de petróleo que representó alrededor del 40% de la producción mundial. Dicha decisión fue reafirmada en noviembre del año pasado cuando la OPEP acordó recortes voluntarios de producción de 2.2 millones de barriles diarios para el primer trimestre el primer trimestre de 2024. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y el negocio de la Emisora.

La concreción de alguno o todos los riesgos mencionados, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material negativo en la economía argentina, en el interés de los inversores en empresas argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Emisora, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

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

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250, que dictan, entre otras cosas, cómo se llevarán a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo específico que agrupa a las empresas según los sectores industriales y los sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como privado, han experimentado una presión considerable de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar significativamente los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados.

Si bien el nuevo gobierno no se ha pronunciado a favor de estas medidas, en el futuro la presión sindical podría llevarlo a tomar nuevas medidas que signifiquen aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral o que generen un aumento de los costos laborales de la Emisora. Cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales y una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluidos nosotros. Para mayor información respecto a nuestros recursos humanos, véase “*Información sobre la Emisora - Recursos Humanos*”.

Una disminución continua de los precios globales de las principales exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Los altos precios de los productos básicos han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos gubernamentales provenientes de los impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, como la soja, ha hecho a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde comienzos de 2015, los precios internacionales de los productos básicos para las exportaciones argentinas de productos primarios han tendido a disminuir, lo que ha tenido un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Por su parte, las consecuencias de las sequías se han visto reforzadas por el histórico descenso del Río Paraná (principal afluente del país) y un gran número de focos de incendios en múltiples provincias. Los efectos en la agricultura que se derivaron de tales complicaciones ambientales provocaron y podrían seguir provocando importantes problemas económicos en el país. Como consecuencia de las sequías y los incendios hubo caídas significativas en las cosechas y recortes en los resultados proyectados. Si bien los

precios internacionales de las materias primas han experimentado una recuperación, en caso de que se retorne a la tendencia a la baja o en caso de que se presenten factores climáticos futuros (incluidas, entre otras, las sequías) que puedan tener un efecto adverso en las actividades productivas de Argentina y el nivel de reservas de divisas en el BCRA, la economía argentina podría verse afectada negativamente en su conjunto. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de materias primas por parte del sector agrícola, que representa una parte importante de los ingresos de exportación de Argentina. Entre 2020 y mediados de 2023 se generó una sequía producto del fenómeno La Niña que afectó gravemente el ingreso de divisas y las percepciones del gobierno nacional por retenciones. El periodo 2020-2022 fue el peor, en el cual se agravó la falta de precipitaciones, provocando severos daños en los principales cultivos. Por ejemplo, en 2022, la cosecha de trigo de la presente campaña culminó en 12,4 millones de toneladas, 10 millones menos que en el ciclo anterior, según la Bolsa de Cereales de Buenos Aires.

Si los precios internacionales de los productos básicos agrícolas disminuyen o si la producción de dichos productos básicos disminuye, la economía de Argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, tales circunstancias podrían tener un impacto negativo en los ingresos fiscales del Gobierno, en la disponibilidad de divisas y en las reservas del BCRA. Cualquier acontecimiento de este tipo podría afectar adversamente la economía de Argentina y, como resultado, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Estas circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de los ingresos gubernamentales, en las divisas disponibles y en la capacidad del gobierno para atender su deuda soberana, y podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Las restricciones en el suministro de energía podrían impactar en forma negativa en la economía de Argentina.

Luego de la crisis económica de 2001-2002, el posterior congelamiento de las tarifas de gas y electricidad en pesos y la importante devaluación del peso frente al dólar estadounidense, se ha producido una falta de inversión en el suministro de gas y electricidad y en la capacidad de transporte en Argentina. Durante el mismo período, la demanda de gas natural no licuado y electricidad aumentó sustancialmente.

En los últimos años se llevaron adelante controles y segmentamientos de las tarifas de electricidad y gas natural con subsidios diferenciados. Dichos controles significaron un retraso significativo de precios de la energía en el mercado local lo cual se fue agudizando a medida que se incrementaba la inflación en dicho periodo.

El nuevo gobierno de Javier Milei, mediante el Decreto 55/2023, declaró nuevamente la emergencia del sector energético nacional hasta el 31 de diciembre de 2024. Se pretende implementar un programa con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios, así como llevar adelante una revisión tarifaria.

Los cambios en el marco regulatorio en materia de energía y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

No podemos asegurar que esta medida no generará una disminución en las inversiones o afectará los ingresos de la Emisora.

Si el gobierno federal no resuelve los efectos negativos sobre la generación, el transporte y la distribución de energía en la Argentina con respecto tanto a la oferta residencial como industrial, como resultado, en parte, de las políticas de precios de las anteriores administraciones del gobierno federal, podría debilitar la confianza y afectar negativamente a la economía y la situación financiera de Argentina y provocar disturbios sociales e inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y la capacidad de generación, transporte y distribución de energía no se concreta oportunamente, la actividad económica en Argentina podría verse limitada y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones podrían verse afectados negativamente.

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

En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al BCRA y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado en el futuro si el gasto público se aumenta a un ritmo más acelerado que el ingreso.

La actual administración del Gobierno Nacional ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit. Sin embargo, no se puede asegurar que dichas medidas logren contener el déficit fiscal o tengan el resultado esperado. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría limitar el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados, lo cual podría afectar adversamente el negocio, situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Emisora.

Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el gobierno argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra la Argentina. Los peticionantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento. Los peticionantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (CCI).

En la actualidad hay procesos en curso frente al CIADI, cuya decisión final del tribunal se encuentra pendiente. Asimismo, ante ese tribunal, hay litigios contra la Argentina por U.S.\$3.840 millones, que incluye a aquellos de beneficiarios de fallos que aún no han cobrado, otros que están en litigio y sin resolución y otros que están negociando el pago.

Tanto los litigios como los reclamos instaurados ante el CIADI y la CNUDMI contra el gobierno argentino han derivado en sentencias sustanciales y podrían derivar en nuevas sentencias sustanciales contra el gobierno que a su vez podrían ocasionar la traba de embargos, o la imposición de medidas cautelares, sobre activos de la Argentina que el gobierno haya destinado a otros usos. Como consecuencia de esta situación, podría suceder que el gobierno argentino no cuente con todos los recursos financieros necesarios para honrar sus obligaciones, implementar reformas y fomentar el crecimiento y ello a su vez puede tener un efecto sustancialmente adverso sobre la economía del país, y, en consecuencia, sobre el negocio, situación financiera y resultado de las operaciones de la Emisora.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del gobierno argentino 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.

La Emisora no es parte de ninguno de estos casos y, por ende, no puede garantizar que la Argentina logrará que algunos o todos estos casos sean desestimados o, en caso de emitirse laudos a favor de los reclamantes, que podría obtener la anulación de dichos laudos. Cualquier laudo que se emita contra la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar en forma adversa los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2023 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en el puesto 98.

El gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían aumentar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno Argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción por parte del gobierno nacional podría afectar en forma adversa la economía y la situación financiera de Argentina, lo cual, a su vez, puede afectar en forma adversa los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El resultado de diversas investigaciones judiciales en curso podría afectar adversamente a la economía de Argentina.

Diversas investigaciones relacionadas con denuncias de lavado de activos y corrupción conducidas por la Fiscalía Federal de la Nación han impactado negativamente en la economía y el entorno político de Argentina. Numerosos miembros de distintos organismos del gobierno argentino, así como altos ejecutivos de empresas titulares de contratos o concesiones del estado, han enfrentado o se encuentran actualmente enfrentando tales denuncias, en varios casos, han sido arrestados por varios delitos de corrupción o celebraron acuerdos de cooperación con los fiscales, y han renunciado o han sido removidos de sus cargos. El potencial resultado de dichas investigaciones en curso, resulta incierto, pero estas acciones ya han tenido un impacto negativo en la imagen y reputación de las empresas implicadas, así como en la percepción general de los mercados.

Ni Tecpetrol, ni ninguno de sus directores o funcionarios, son parte de ninguno de estos procesos, como

tampoco tienen injerencia sobre tales investigaciones o denuncias y no pueden predecir si éstas derivarán en una mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no es posible predecir cuál será el resultado de tales denuncias ni su efecto en la economía de Argentina y, consecuentemente, en nuestras actividades y resultados de operaciones. Para mayor información sobre las políticas de transparencia de la Emisora, véase “Política de Transparencia” del presente Prospecto.

Riesgos relacionados con la situación global

La economía argentina puede contraerse en el futuro debido a las condiciones internacionales, lo que podría afectar adversamente nuestras operaciones.

En los últimos años, ciertos socios comerciales estratégicos de Argentina (como Brasil, Europa y China) han experimentado ralentizaciones significativas o períodos de recesión en sus respectivas economías, las cuales se vieron intensificadas como consecuencia de la paralización generalizada de actividades para contener el avance de la pandemia “COVID-19”. Si esas ralentizaciones o recesiones continuaran profundizándose, esto podría impactar sobre la demanda de dichos socios de los productos que provienen de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente su economía.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del Mercosur, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del Mercosur.

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias, arancelarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China. En particular, no se puede asegurar el impacto que pueda tener la reciente imposición de aranceles por parte de Estados Unidos a las importaciones provenientes de un gran número de países.

En enero de 2020, ocurrió la salida del Reino Unido de la Unión Europea. No se puede asegurar si el Brexit y la implementación del plan de transición tendrá los efectos esperados. El Brexit podría producir mayores niveles de inestabilidad política y judicial en la UE, lo que podría afectar los intercambios comerciales entre Argentina y dicha región.

Ha habido preocupación acerca de disturbios y amenazas terroristas en el Medio Oriente, Europa y África y de los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria y Corea del Norte. Asimismo, crisis económicas y sociales surgieron en varios países de América Latina durante 2019, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China, en particular luego de la victoria de Donald Trump en las elecciones del mes de noviembre de 2024.

Durante 2019 y comienzos de 2020, la economía argentina se vio adversamente afectada por algunos de los factores mencionados, principalmente el proceso de renegociación de la deuda externa Argentina, la fluctuación de los precios de los *commodities* y las consecuencias derivadas del avance de la pandemia “COVID-19”.

Asimismo, durante el comienzo de 2023, se observó que importantes entidades bancarias sufrieron problemas de liquidez, dando lugar a una situación de incertidumbre que podrían afectar a la economía global. A la fecha del presente Prospecto, no resulta posible prever las consecuencias que podrían continuar generándose a causa de la inestabilidad del sistema bancario a nivel mundial ni tampoco el impacto que podría tener en la Emisora.

No podemos asegurar que las condiciones a nivel internacional vuelvan a presentar tendencias negativas o

el efecto que puedan tener una nueva cepa. En este sentido, la economía argentina podría verse negativamente afectada como resultado de una menor demanda internacional y menores precios por los productos y servicios que conforman el negocio de la Emisora, falta de acceso al crédito internacional, menor ingreso de capitales y una mayor aversión al riesgo, lo que podría también afectar adversamente nuestras actividades, resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados.

Los precios internacionales del petróleo y los productos derivados del petróleo son volátiles y desde la intención de liberalización del mercado interno a fines de 2017, los precios de nuestros productos derivados del petróleo están fuertemente influenciados por las condiciones y las expectativas de la oferta y la demanda mundial y tensiones geopolíticas, entre otros factores.

Hay varios factores que impactan de manera directa a la consumación de este proceso incluyen, entre otros, la demanda interna, las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen en Argentina o las posibles nuevas limitaciones legales o regulatorias a la industria. En consecuencia, no podemos garantizar que dicha liberalización prevista pueda finalmente materializarse lo que podría generar que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados probablemente continuarán.

El precio internacional del crudo ha fluctuado significativamente en el pasado y puede continuar haciéndolo en el futuro. Después de una disminución abrupta en los precios del petróleo crudo que comenzó en 2014, se formó un grupo conocido como OPEP+ a fines de 2016, el cuál reunió a los países integrantes de la OPEP y a un grupo de productores independientes aliados, incluida Rusia, para coordinar los recortes de producción y permitir así la recuperación de los precios.

Si los precios internacionales del crudo se mantuviesen en niveles bajos o continuasen cayendo durante un período prolongado de tiempo (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de los costos) y tal escenario se refleja en el precio interno del petróleo, que está fuera de nuestro control, esto podría afectar negativamente la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y también cumplir con los compromisos de inversión en nuestras concesiones y permisos de exploración. Estas reducciones podrían conducir a cambios en nuestros planes de desarrollo, reducción de inversiones, falta de aprobación de los proyectos de inversión por parte de nuestros socios en las UT, lo que a su vez podría conducir a la pérdida de reservas comprobadas desarrolladas y reservas comprobadas no desarrolladas, y también podría afectar negativamente nuestra capacidad de mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales y llevar adelante algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. Además, si estos precios internacionales se reflejasen en los precios internos de nuestros productos refinados, nuestra capacidad de generar efectivo y nuestros resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente.

Adicionalmente, es posible que se requiera registrar un deterioro de nuestros activos, si los precios estimados del petróleo y/o gas disminuyen o si tenemos importantes ajustes a la baja de nuestras reservas estimadas, aumentos en nuestros costos de operación, aumentos en la tasa de descuento, entre otros. Además, si se materializa una reducción en nuestros gastos de capital, incluidos los gastos de capital de nuestros competidores nacionales, es probable que tenga un impacto negativo en el número de equipos de perforación activos, *workover* y equipos de *pulling* en Argentina, junto a los servicios relacionados, afectando así al número de trabajadores activos en la industria. No podemos predecir si, y en qué medida, las posibles consecuencias de tales medidas podrían afectar nuestro negocio, principalmente el impacto en nuestra producción y, en consecuencia, afectar nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas

Nuestras operaciones están sujetas a una regulación exhaustiva.

La industria del petróleo y gas está sujeta a una regulación y control exhaustivos por parte del gobierno federal argentino, así como por parte de los gobiernos provinciales en los que empresas como la nuestra desarrollan sus operaciones. Estas regulaciones se refieren, entre otros aspectos, a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles de producción y exportación, requisitos de inversión, impuestos, control de precios y aspectos ambientales. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas vigentes en Argentina y nuestros resultados operativos pueden verse afectados de manera importante y adversa por los cambios regulatorios y políticos en Argentina.

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de las exportaciones y los cargos de petróleo y gas aplicables a la producción de gas licuado que afectaron las actividades de los productores de petróleo y gas.

Los cambios futuros que se puedan introducir en estas regulaciones pueden incrementar el efecto adverso de dichas medidas en los negocios, ingresos y operaciones de las compañías que operan en el sector del petróleo y gas, incluidos nosotros.

Además de los riesgos y desafíos relacionados con la regulación gubernamental y el control del sector energético, descritos en otros puntos de estos factores de riesgo, actualmente estamos:

- limitados por nuestra capacidad para trasladar los mayores impuestos internos o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos y las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios internos, o para aumentar los precios locales de petróleo crudo y gas natural;
- sujetos a aumentos potenciales de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- sujetos a restricciones en los volúmenes de exportación de hidrocarburos impulsados principalmente por el requisito de satisfacer la demanda interna; y
- expuestos a un riesgo de adopción de órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros hidrocarburos al mercado minorista nacional en exceso de las cantidades contratadas previamente en relación con la política del gobierno argentino de dar prioridad absoluta a la demanda interna.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de tales leyes y regulaciones, no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales no afecten negativamente a la industria del petróleo y gas.

Tampoco podemos ofrecer garantías de que las concesiones se extiendan en el futuro como consecuencia de la revisión por parte de las entidades controladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impongan requisitos adicionales para obtener ampliaciones de permisos y concesiones.

Por otra parte, no puede garantizarse que las regulaciones o los impuestos (incluidas las regalías) promulgados por las provincias en las que operamos no entren en conflicto con la ley federal y que dichos impuestos o regulaciones no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones y situación financiera y nuestra capacidad de pagar los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las limitaciones en los precios locales en Argentina pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones.

Históricamente en la Argentina, debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios internos del petróleo, el gas y el GLP han quedado a la zaga de los precios vigentes de los

mercados internacionales y regionales de dichos productos, encontrándose limitada nuestra capacidad para aumentar los precios para seguir los aumentos de los precios internacionales o los aumentos de los costos internos, incluidos aquellos resultantes de la devaluación del peso.

No hay certeza de que el Gobierno argentino extienda el precio de referencia mencionado en el apartado anterior más allá de la fecha establecida o no adopte en el futuro nuevas medidas que establezcan la congelación de los precios o que afecten de alguna manera a los precios de nuestros productos de petróleo y gas. La reciente inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas.

Durante el año 2023, el valor del Peso se redujo de \$ 185,7 a \$ 828,2 por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio comprador publicado por el Banco de la Nación Argentina. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en Dólares. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en Pesos.

Por otro lado, los derechos de exportación se encuentran regulados por lo que la Emisora se encuentra sujeta al cumplimiento de dichas retenciones. Para mayor información, véase *“La imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado adversamente y podrían seguir afectando nuestros resultados”*.

No podemos anticipar si el Gobierno argentino modificará o mantendrá las alícuotas de exportación. No podemos predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de Tecpetrol.

Las restricciones a la exportación han afectado y pueden seguir afectando nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La Ley de Hidrocarburos permitía las exportaciones de hidrocarburos mientras no fueran 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 quince años, el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han dado lugar a restricciones en las exportaciones de hidrocarburos a realizarse desde la Argentina, lo que han impedido que los productores locales, incluidos nosotros, obtengamos precios más altos para sus productos, lo que a su vez hubiera podido compensar los aumentos en los costos de producción, todo lo cual ha afectado nuestra competitividad. Debido a lo anterior, los productores podrían verse obligados a vender una parte de su producción de gas natural y GLP en el mercado local.

Actualmente, tras la sanción de la Ley N° 27.742, que modificó la Ley de Hidrocarburos, los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores podrán exportar hidrocarburos y/o sus derivados libremente, sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía. Una vez cumplidos los requisitos establecidos, el derecho a exportar no puede interrumpirse. La reforma de la Ley de Hidrocarburos está motivada por principios relacionados con el libre mercado y la libre exportación, al tiempo que se garantiza la seguridad del suministro. También se considera la posibilidad de alinear los precios nacionales con los internacionales, con referencia explícita a la paridad de importación y exportación.

En este contexto, el Decreto N° 1057/2024 describe los procedimientos de exportación, incluido el mantenimiento del Registro de Contratos de Operaciones de Exportación, e introduce el procedimiento de objeción previsto en el artículo 6 modificado de la Ley de Hidrocarburos. Las objeciones podrán basarse en la falta de disponibilidad de hidrocarburos y/o sus derivados o en la existencia y/u ocurrencia de variaciones imprevistas y significativas en precios de mercado interno. La SE podrá fundadamente objetar total o

parcialmente exportaciones debido a variaciones significativas e imprevistas en los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, en forma temporaria y hasta que dicha situación haya finalizado. La objeción de la SE en los términos del deberá sustentarse en estudios y análisis técnico-económico, y las proyecciones deberán permitir una adecuada evaluación del alcance de la exportación en cuestión y su incidencia en las condiciones de seguridad del suministro del mercado interno. La seguridad del suministro en el mercado interno comprende la disponibilidad de hidrocarburos y/o sus derivados en volumen, calidad y condiciones económicas comerciales razonables para el abastecimiento de las necesidades del mercado interno, incluyendo las fuentes y costos de importación de hidrocarburos y combustibles alternativos.

Previo a la sanción de la Ley 27.742, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de nuestros productos hidrocarburíferos, requerían la autorización de la SE y, en función de lo anteriormente expuesto, las empresas que procuraban exportar petróleo crudo debían demostrar primero que la demanda interna de dicho producto había sido satisfecha o que se había hecho y rechazado una oferta de vender el producto a compradores locales a precios similares a los cobrados en el mercado externo.

Si bien el Decreto N° 1057/2024 establece un nuevo procedimiento de exportación basado en la Ley N° 27.742, no podemos asegurar la eficacia operativa de dicho procedimiento ni garantizar que no pueda producirse un control de hecho de las exportaciones o abuso del mismo de manera que pueda afectar nuestras operaciones de exportación o cualquier futura regulación que pueda complementar o precisar algún aspecto de dicho decreto.

En lo relativo a las exportaciones de gas natural, la Resolución N° 360/2021 de la SE, modificada por la Resolución N° 774/2022 de la SE, establece 4 categorías de exportaciones: (i) Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar; (ii) Exportaciones Interrumpibles; (iii) Intercambios Operativos; y (iv) Acuerdos de Asistencia. Se establece en la Resolución 360/2021 modificada, un procedimiento especial para la solicitud de Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar. que requiere que el Estado Nacional fije los cupos de exportación para cada periodo correspondiente y los asigne de conformidad con el orden de prioridad establecido en el Plan Gas.Ar. Por otro lado, los Acuerdos de Asistencia son objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y están exentos de los procedimientos estipulados en la Resolución N° 360/2021 y su modificatoria.

Producimos bienes exportables y, por lo tanto, restricciones o mayor regulación respecto de nuestra capacidad exportable, así como la falta de reconocimiento de los derechos que corresponden a la exportación, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos asegurar que las actuales restricciones o aquellas que se impongan en el futuro no puedan afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las empresas de petróleo y gas se han visto afectadas por ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, y podrían ser afectadas aún más por cambios adicionales en su marco regulatorio.

La industria argentina del petróleo y el gas está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en particular, dado el cambio de gobierno antes mencionado. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina. Los resultados de las operaciones y la situación financiera de nuestra compañía también dependen de su participación en potenciales programas de estímulo que pueda establecer el gobierno argentino con el objetivo de acelerar el desarrollo de concesiones de explotaciones no convencionales de gas natural así como del efectivo cumplimiento por la contraparte de nuestra compañía a los compromisos asumidos bajo los mismos, incluyendo, entre otros, el compromiso de tomar los volúmenes de gas natural producidos, de pagar de las compensaciones y precios correspondientes por dichos volúmenes y del cumplimiento de las restantes obligaciones y compromisos bajo el mismo. La Compañía puede enfrentar riesgos y desafíos relacionados con la regulación y el control gubernamental del sector energético, entre ellos leyes, reglamentaciones y normas sancionados por el gobierno federal y los gobiernos provinciales y locales en relación con la adjudicación de permisos de exploración y/o concesiones de

explotación, controles a la exportación, restricciones a la importación (incluidas las relacionadas con las autorizaciones de transferencia de fondos para pagos al extranjero), requisitos de inversión, tributación, controles de precios que puedan impedir el traslado de mayores costos, requisitos de calidad de los productos petrolíferos, mano de obra, estimulación hidráulica, actividades de perforación y otros aspectos medioambientales, entre otros.

En los últimos años, el gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en la normativa y las políticas que rigen el sector energético con el fin de priorizar la demanda interna a precios estables y así sostener la recuperación económica, sancionando leyes que declaraban de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables a la industria del petróleo y el gas, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos podrían afectar nuestros resultados.

La industria del petróleo y el gas está ampliamente regulada a nivel nacional, local y municipal en materias que incluyen el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, inversiones, regalías, controles de precios, restricciones a la exportación y obligaciones de suministro en el mercado interno.

El Gobierno Argentino está facultado para diseñar e implementar la política energética federal, y ha utilizado estos poderes antes para establecer restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos y los ingresos de exportación e imponer derechos a las exportaciones (con ajuste de las limitaciones establecidas por la legislación vigente), para inducir a las empresas privadas a celebrar acuerdos de precios con el gobierno. Véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad” del presente Prospecto.

Los tributos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. Para mayor información acerca de la carga tributaria, véase “Carga Tributaria.”

Asimismo, no podemos garantizar que el Gobierno Argentino no imponga otros impuestos que puedan afectar adversamente sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las concesiones y permisos de exploración de petróleo y gas en Argentina están sujetos a ciertas condiciones y pueden no renovarse o podrían revocarse.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (modificada por la Ley N° 27.007) establece que las concesiones de petróleo y gas permanecerán vigentes durante 25, 30 o 35 años, según la concesión, a partir de la fecha de su adjudicación, y prevé además que el plazo de concesión se prorrogue por períodos de 10 años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante en el momento de la prórroga. La facultad para prorrogar los plazos de los permisos, concesiones y contratos actuales y nuevos ha sido conferida al gobierno de la provincia en la cual se encuentra la zona correspondiente (y al gobierno argentino respecto de las áreas extraterritoriales más allá de las 12 millas náuticas). Para ser elegible para la prórroga, cualquier concesionario y titular de un permiso debe (i) haber cumplido con sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos y los términos de la concesión o permiso particular, incluida la evidencia de pago de impuestos y regalías, el suministro de la tecnología, los equipos y la fuerza laboral necesarios y el cumplimiento de diversas obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, (ii) producir hidrocarburos en la concesión correspondiente y (iii) presentar un

plan de inversión para el desarrollo de las áreas a solicitud de las autoridades pertinentes al menos un año antes del vencimiento de la concesión original. Además, las concesionarias que soliciten prórrogas en virtud de la Ley N° 27.007 deberán pagar regalías adicionales entre 3% hasta un máximo del 18%. De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de estas obligaciones y normas también puede dar lugar a la imposición de multas y en el caso de incumplimientos sustanciales, tras el vencimiento de los períodos de subsanación aplicables, la revocación de la concesión o del permiso.

No podemos asegurar que nuestras concesiones se prorroguen en el futuro como resultado de la revisión por parte de las autoridades pertinentes de los planes de inversión presentados para dichos propósitos o que no se impongan requisitos adicionales para obtener dichas concesiones o permisos. La extinción o revocación de una concesión o permiso para nuestros proyectos, o la imposibilidad de obtenerla, podría tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio y los resultados de las operaciones. Para mayor información sobre nuestras concesiones de petróleo y gas, véase “*Información sobre la Emisora - Zonas de producción de petróleo y gas*”.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas podría perjudicar nuestros proyectos de inversión y una caída significativa en dichos precios podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Entre los factores que afectan a los precios internacionales del petróleo crudo y los derivados del petróleo se incluyen: eventos políticos en las regiones productoras de crudo, en particular el Medio Oriente; la capacidad de la OPEP y otras naciones productoras de crudo para fijar y mantener los niveles de producción y los precios del petróleo crudo; la oferta y demanda mundiales y regionales de petróleo crudo, gas y productos afines; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos mundiales y locales o los actos de terrorismo. No tenemos ningún control sobre estos factores. La volatilidad de los precios reduce la capacidad de los participantes del sector para adoptar decisiones de inversión a largo plazo dado que los retornos de las inversiones se vuelven impredecibles. En este sentido, véase “—*Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados*” en el presente capítulo.

Los precios que podemos obtener para nuestros productos hidrocarburíferos se ven afectados tanto por la volatilidad de los precios internacionales como por la regulación interna y han tenido un impacto adverso en nuestra capacidad para efectuar inversiones en nuevas exploraciones y desarrollos. Presupuestamos los gastos de capital relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y operación teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de los productos hidrocarburíferos. En el caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan aún más y las restricciones a la exportación permanezcan vigentes, nuestra capacidad para mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas y llevar a cabo algunos de nuestros planes de inversión puede verse afectada, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en los resultados de nuestras operaciones.

A menos que reemplacemos nuestras reservas de petróleo y gas, las reservas y la producción disminuirán con el tiempo.

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas y la tasa de disminución depende de las características del yacimiento. En consecuencia, la cantidad de reservas probadas disminuye a medida que se producen estas reservas. El nivel de nuestras futuras reservas y producción de petróleo y gas natural y, por lo tanto, nuestros flujos de efectivo e ingresos, dependen en gran medida de nuestro éxito en el desarrollo eficiente de nuestras reservas actuales, en nuevas inversiones y en la búsqueda o adquisición de reservas recuperables adicionales. Si bien hemos tenido éxito en la identificación y el desarrollo de depósitos comercialmente explotables y sitios de perforación en el pasado, tal vez no podamos replicar ese éxito en el futuro. Es posible que no identifiquemos depósitos comercialmente explotables ni perforemos, completemos ni produzcamos más reservas de petróleo o gas,

y que los pozos que hemos perforado y que actualmente planeamos perforar no den lugar al descubrimiento o producción de más petróleo o gas natural. Si no podemos reemplazar nuestra producción actual y futura, el valor de nuestras reservas disminuirá y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse afectados negativamente.

Nuestras reservas de petróleo y gas natural son estimaciones.

Las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 fueron realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de la Emisora y auditadas por un auditor independiente.

Nuestras reservas probadas de petróleo y gas se calculan utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar si el petróleo crudo o el gas natural en los reservorios conocidos es recuperable en las condiciones económicas y operativas existentes.

La exactitud de las estimaciones de las reservas probadas depende de una serie de factores, supuestos y variables, entre los cuales los más importantes son:

- los resultados de la perforación, prueba y producción después de la fecha de las estimaciones;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio;
- el rendimiento de producción de los reservorios;
- eventos tales como adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y ampliaciones de yacimientos existentes y la aplicación de mejores técnicas de recuperación; y
- cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto en el tamaño de nuestras reservas probadas debido a las estimaciones de las reservas se calculan en las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones.

Muchos de los factores, supuestos y variables involucrados en la estimación de las reservas probadas están más allá de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. En consecuencia, las mediciones de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de reservas probadas podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de las operaciones.

La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestro éxito futuro depende, entre otras cosas, de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir nuevas reservas de petróleo y gas y explotar económicamente petróleo y gas de estas reservas. A menos que tengamos éxito en nuestra exploración de las reservas de petróleo y gas y su desarrollo u obtengamos reservas adicionales, nuestras reservas mostrarían una disminución general en el petróleo y el gas mientras continúe la producción de petróleo y gas. Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solo con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero no producen ingresos netos suficientes para obtener beneficios después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos de excavación, terminación y operación.

Asimismo, la industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. Competimos con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en

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

No existe garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni que podamos implementar nuestro programa de inversiones de capital para adquirir reservas adicionales ni que podamos explotar económicamente estas reservas. Dichos eventos afectarían adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

La falta de disponibilidad de transporte o de infraestructura de almacenamiento puede limitar nuestra posibilidad de aumentar la producción de hidrocarburos y podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestra capacidad para explotar nuestras reservas de hidrocarburos depende, entre otros factores, de la disponibilidad de infraestructura de transporte en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos a los mercados en los que se venden. Por lo general, el petróleo se transporta por tuberías a las refinerías, y el gas se suele transportar por tubería a los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento, o carga adecuada o alternativa, o la capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de hidrocarburos de largo alcance podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos.

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas están sujetas a riesgos económicos y operativos específicos, algunos de los cuales están más allá de nuestro control, como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, así como los riesgos naturales y otras incertidumbres, incluidas las características físicas de los yacimientos de petróleo o gas natural.

En particular, las operaciones también incluyen actividades de perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales. La capacidad de perforación y desarrollo en estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los *commodities*, los costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Asimismo, la industria del petróleo y gas natural no convencional ha evidenciado un significativo incremento de nuevas tecnologías tendientes a mejorar todos los aspectos de las operaciones. El desarrollo y uso de nuevas tecnologías se ha acelerado posiblemente como resultado de la reciente caída extendida en los precios de los *commodities*, forzando a las compañías a encontrar nuevas formas de producir petróleo y gas natural en forma eficiente. Si bien dichas tecnologías en última instancia pueden mejorar, y comúnmente mejoran, las operaciones, producción y rentabilidad, la utilización de dichas tecnologías, especialmente en sus fases tempranas, puede dar lugar a consecuencias inesperadas y problemas operativos, generando consecuencias negativas.

Nuestras operaciones pueden verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derrames o fugas de petróleo o gas natural, escasez o retrasos en la entrega del equipo, cumplimiento de requisitos gubernamentales, incendio, explosiones, fallas de tuberías, formaciones con presión anormal y riesgos para el medio ambiente y la salud. Si estos riesgos se materializan, podemos sufrir importantes pérdidas operativas e interrupciones en nuestras operaciones y perjudicar nuestra reputación.

La actividad petrolera y de gas se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para realizar operaciones, incluidas ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción.

Nuestras tecnologías, sistemas, redes y los de nuestros socios comerciales pueden convertirse en el blanco de ataques cibernéticos o violaciones a la seguridad de la información que podrían dar lugar a la publicación no autorizada, mal uso o pérdida de información confidencial u otra interrupción de nuestras operaciones comerciales. Además, ciertos incidentes cibernéticos, pueden permanecer sin ser detectados durante un período prolongado. Dependemos de la tecnología digital, incluidos los sistemas de información para procesar los datos financieros y operativos, analizar la información sísmica y de perforación y las estimaciones de las reservas de petróleo y gas. Si bien no hemos experimentado ninguna pérdida material relacionada con ataques cibernéticos, no puede haber seguridad de que no seamos el objetivo de ataques cibernéticos en el futuro que pudieran afectar adversamente nuestras operaciones o nuestra situación financiera. A medida que las amenazas cibernéticas continúen evolucionando, es posible que estemos obligados a incurrir en gastos adicionales para mejorar nuestras medidas de protección o para remediar cualquier vulnerabilidad a la seguridad de la información.

Nuestra actividad requiere importantes inversiones de capital y costos de mantenimiento.

La exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos requiere grandes inversiones en bienes de capital. Debemos continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en costos de mantenimiento significativos para sostener la capacidad de generación de energía comprometida. No podemos garantizar que podamos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar flujo de efectivo suficiente ni que tengamos acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superiores.

Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia.

Nos enfrentamos a una intensa competencia en licitaciones o adquisiciones privadas para áreas de producción de petróleo crudo y gas natural, que suelen ser subastadas por las autoridades gubernamentales, en especial aquellas áreas con las reservas de petróleo crudo y gas natural más atractivas o vendidas por empresas que poseen derechos de concesión. Muchas empresas competidoras pueden tener acceso a recursos financieros en mejores condiciones que nosotros y, por lo tanto, pueden estar en una mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Además, algunas provincias argentinas, entre ellas Neuquén y Chubut, han creado empresas estatales provinciales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y gas. En consecuencia, las condiciones en las que podemos acceder a nuevas áreas exploratorias o productivas podrían verse afectadas negativamente y esto podría tener un impacto negativo en nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La mayoría de nuestras reservas probadas estimadas al 31 de diciembre de 2024 eran reservas probadas no desarrolladas que requieren erogaciones de capital sustanciales y pueden resultar ser menos de lo estimado.

La recuperación de reservas probadas no desarrolladas requiere gastos de capital significativos y operaciones de perforación exitosas. Los datos de reservas incluidos en nuestros informes de reservas asumen que se realizarán gastos de capital sustanciales para desarrollar reservas no productivas. Aunque los costos y las estimaciones de reservas atribuibles a nuestras reservas de gas natural y petróleo se han preparado de acuerdo con los estándares de la industria, no podemos estar seguros de que los costos estimados sean precisos. Es posible que necesitemos recaudar capital adicional para desarrollar nuestras reservas probadas no desarrolladas estimadas durante los próximos cinco años y no podemos estar seguros de que el financiamiento adicional estará disponible en términos aceptables, si es que lo estuviera. Además, las continuas caídas en los precios de las materias primas reducirán los ingresos netos futuros de nuestras reservas probadas no desarrolladas estimadas y pueden resultar en que algunos proyectos se vuelvan antieconómicos. Cualquier retraso en el desarrollo de reservas podría obligarnos a reclasificar ciertas de nuestras reservas probadas como reservas no probadas. Además, nuestros esfuerzos de perforación pueden retrasarse o no tener éxito, y las reservas reales pueden resultar ser menores que las estimaciones actuales.

de reservas, lo que podría tener un efecto adverso material en nuestra condición financiera, flujos de efectivo futuros y resultados de operaciones.

Apostamos a la perforación y exploración para aumentar nuestros niveles de producción, lo cual podría no ser exitoso.

El enfoque principal de nuestra estrategia empresarial es aumentar los niveles de producción perforando pozos, en particular en relación con el desarrollo de nuestras reservas no convencionales. No podemos asegurar que logremos los niveles de producción deseados a través de la perforación. La perforación implica numerosos riesgos, incluido el riesgo de no encontrar reservorios de petróleo o gas natural comercialmente productivos. Debemos incurrir en gastos significativos para perforar y completar pozos. Los costos de perforación y completación de pozos a menudo son inciertos, y es posible que hagamos gastos sustanciales en perforación y no descubramos reservas en cantidades comercialmente viables. Además, en el contexto actual, es posible que no podamos aumentar o mantener la producción a través de nuestra actividad de perforación, lo que podría afectar negativamente nuestra capacidad para generar ingresos y, en consecuencia, afectar negativamente nuestra condición financiera.

La legislación sobre cambio climático o las regulaciones que restringen las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") podrían impactar significativamente en nuestra industria y resultar en un significativo aumento de costos operativos y una demanda reducida del petróleo y gas natural que producimos.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015 adoptó por consenso el Acuerdo de París. El acuerdo trata sobre medidas de reducción de emisiones de GEI, objetivos para limitar los aumentos de temperatura global y requerirá que los países revisen y "representen un progreso" en sus contribuciones determinadas a nivel nacional, que establecen objetivos de reducción de emisiones cada cinco años, comenzando en 2020. El 5 de octubre de 2016, se alcanzó el umbral para la entrada en vigor del Acuerdo de París. Los tratados internacionales junto con una mayor conciencia pública relacionada con el cambio climático pueden resultar en una mayor regulación para reducir o mitigar las emisiones de GEI.

El cumplimiento de los cambios legales y regulatorios relacionados con el cambio climático, incluidos aquellos resultantes de la implementación de tratados internacionales, puede en el futuro aumentar nuestros costos para (i) operar y mantener nuestras instalaciones, (ii) instalar nuevos controles de emisiones en nuestras instalaciones y (iii) administrar y gestionar cualquier programa de emisiones de GEI. La generación de ingresos y las oportunidades de crecimiento estratégico también pueden verse afectadas negativamente.

Los efectos sobre la industria del petróleo relacionados con el cambio climático y las regulaciones resultantes también pueden incluir una disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Además, una mayor regulación de los GEI puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía renovables. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria del petróleo podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, lo cual no podemos predecir con certeza en este momento. Para mayor información sobre nuestras operaciones junto a otras empresas, véase "*Información sobre la Emisora - Zonas de producción de petróleo y gas*".

El cambio climático podría impactar nuestros resultados operativos y estrategia.

El cambio climático plantea nuevos desafíos y oportunidades para nuestro negocio. Regulaciones ambientales más estrictas pueden resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de requisitos de agencias ambientales relacionados con iniciativas de mitigación o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de tributos de emisiones de GEI y la creación de mercados en donde se limiten las emisiones de GEI, todo lo cual tiene el potencial de aumentar nuestros costos operativos.

Los riesgos asociados con el cambio climático también podrían manifestarse en dificultades para acceder a capital y financiamiento debido a problemas de imagen pública con los inversores; cambios en el perfil del consumidor, con una reducción en la utilización y consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como el aumento de la electrificación en la movilidad urbana. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y pueden poner en peligro o incluso impedir la implementación y operación de nuestros negocios, afectando negativamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando algunas de nuestras oportunidades de crecimiento.

Los posibles efectos físico-químicos del cambio climático podrían interrumpir nuestra producción y hacernos incurrir en costos significativos para prepararnos o responder a esos efectos.

El aumento de las concentraciones de GEI en la atmósfera de la Tierra puede producir cambios climáticos que tienen efectos físicos-químicos significativos, como una mayor frecuencia y severidad de tormentas, inundaciones, sequías y otros eventos climáticos extremos. Si alguno de estos efectos ocurriera, podría tener un efecto adverso en nuestras operaciones de exploración y producción.

Hemos tomado medidas para cumplir con los estándares ambientales, que han sido consistentemente más estrictos con el paso del tiempo. Sin embargo, no podemos predecir qué leyes o regulaciones ambientales se promulgarán en el futuro, o cómo se administrarán o aplicarán las leyes actuales o futuras. El cumplimiento de leyes o regulaciones más estrictas, y la adopción de políticas aplicadas más rigurosamente por parte de las agencias regulatorias pueden hacernos incurrir en gastos adicionales en el futuro, incluida la instalación y operación de sistemas y equipos para tomar medidas correctivas y, en consecuencia, afectar nuestras operaciones en general. Además, el incumplimiento de estas leyes y regulaciones puede llevar a la imposición de multas o sanciones administrativas o penales y conllevar demandas o responsabilidades por lesiones personales u otras afines. Además, estas leyes y regulaciones también pueden reducir nuestra tasa de producción de hidrocarburos. El cumplimiento de estas leyes puede ser costoso, y esto no excluye posibles reclamos. La carga regulatoria impuesta al sector de hidrocarburos aumenta el costo de llevar a cabo operaciones en este sector y, en consecuencia, afecta nuestra condición financiera y resultados de operaciones.

Llevamos a cabo algunas de nuestras operaciones a través de uniones y consorcios de empresas, por lo que nuestros resultados pueden verse afectados por el desempeño de nuestros socios comerciales. Nuestra dificultad en resolver cualquier desacuerdo con nuestros socios o en continuar tales uniones o consorcios podría tener un efecto adverso relevante en el éxito de nuestras operaciones.

Muchas de nuestras operaciones se realizan a través de empresas conjuntas con nuestros socios comerciales. En consecuencia, dependemos del desempeño de nuestros socios comerciales. El mal desempeño de cualquiera de ellos podría impactar negativamente la producción de petróleo y gas natural, lo que a su vez podría tener un impacto negativo en nuestros resultados operativos y condición financiera.

En el caso de que cualquiera de nuestros socios decidiera poner punto final a las uniones alcanzadas o vender su participación en las mismas, es posible que no podamos reemplazar a ese socio u obtener el financiamiento necesario para comprar la participación del mismo. En consecuencia, nuestro fracaso en resolver desacuerdos con nuestros socios o en mantener las uniones podría afectar negativamente nuestra capacidad para llevar a cabo las operaciones subyacentes de dicha unión, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestra condición financiera y resultados de operaciones.

Estamos expuestos a los riesgos crediticios, políticos y regulatorios de nuestros clientes y cualquier falta de pago o incumplimiento material por parte de clientes importantes podría afectar negativamente nuestro flujo de caja y resultados de operaciones.

Algunos de nuestros clientes pueden experimentar problemas financieros que podrían tener un efecto negativo significativo en su solvencia. Los problemas financieros graves que encuentren nuestros clientes podrían limitar nuestra capacidad para cobrar las cantidades adeudadas, o para cumplir con las obligaciones

acordadas. Además, muchos de nuestros clientes financian sus actividades a través de sus flujos de efectivo de operaciones, deuda a corto y largo plazo o capital.

La combinación de disminución de flujos de efectivo como resultado de caídas en los precios de las materias primas, una reducción en el otorgamiento de préstamos y la falta de disponibilidad de deuda o capital puede resultar en una reducción significativa de la liquidez de nuestros clientes y limitar su capacidad para realizar pagos o cumplir con sus obligaciones para con la Compañía.

Además, algunos de nuestros clientes pueden estar sujetos a sus propios gastos operativos. Por lo tanto, el riesgo en concretar negocios y operaciones con dichos clientes puede aumentar de manera significativa. Otros clientes también pueden estar sujetos a cambios regulatorios, lo que podría aumentar el riesgo de incumplimiento de sus obligaciones. Los problemas financieros experimentados por nuestros clientes podrían resultar en el deterioro de nuestros activos, una disminución en nuestros flujos de efectivo operativos y también pueden reducir o limitar el uso futuro de nuestros bienes y servicios por parte de nuestros clientes, lo que podría tener un efecto adverso en nuestros ingresos y nuestra capacidad para realizar pagos bajo nuestras obligaciones de deuda existentes.

Factores de riesgo relacionados con la Emisora

Nuestra relación con las autoridades federales y provinciales es importante para nuestro negocio.

Debido a la naturaleza de nuestro negocio, tenemos una extensa relación con autoridades federales y provinciales en los lugares donde desarrollamos nuestro negocio. Si bien consideramos que nuestras relaciones con las autoridades pertinentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar nuestras solicitudes actuales o futuras de prórrogas de plazos, o intentar imponer cargos iniciales inesperados o desproporcionadamente altos u obligaciones adicionales significativas al negociar nuestras concesiones o renovaciones de permisos u otros.

Es posible que no podamos atraer o retener a determinado personal clave.

Nuestro negocio depende de los aportes de nuestra alta gerencia y de nuestro equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. También depende de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a la gerencia clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No puede haber garantía de que lograremos retener y atraer personal clave, y el reemplazo de cualquier personal clave que se retire podría ser difícil de conseguir y/o podría tomar mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar a reemplazos adecuados o personal adicional podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

Es posible que no podamos obtener una cobertura de seguro adecuada.

Si bien hemos adquirido un seguro para nuestros activos en condiciones razonables y congruentes con las prácticas comerciales, cualquier daño significativo, accidente u otra interrupción de la producción en nuestras instalaciones o yacimientos podría afectar de manera importante y adversa nuestras capacidades de producción, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Enfrentamos riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales.

Somos parte de una serie de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en sí mismos o en combinación con otros procedimientos, podrían, si se resuelven de manera desfavorable a nuestros intereses, resultar en la imposición de costos materiales, multas, juicios u otras pérdidas. Si bien creemos que hemos reservado para dichos riesgos de manera adecuada basándonos en las opiniones y el asesoramiento de nuestros asesores legales externos y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias, particularmente aquellas relacionadas con asuntos ambientales, están sujetas a cambios a medida que evoluciona la información y es posible que las

pérdidas resultantes de dichos riesgos excedan significativamente cualquier provisión que hayamos realizado.

Además, podemos estar sujetos a responsabilidades relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales incurridas por las empresas que adquirimos como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que no podamos identificar o que no estén adecuadamente previstas e indemnizadas bajo los contratos de compraventa de dichas empresas, en cuyo caso nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos pueden verse material y adversamente afectados.

Los intereses de nuestra empresa controlante pueden ser diferentes de los nuestros y pueden entrar en conflicto con los suyos.

Tecpetrol Internacional S.L.U es nuestro accionista controlante y tiene plena facultad para dirigir nuestro negocio mediante la adopción de decisiones que requieren el voto de una mayoría de los accionistas o directores. Tecpetrol Internacional S.L.U. puede optar por buscar oportunidades de negocio, retirarse de los negocios actuales, adoptar nuevas estrategias, emprender fusiones y adquisiciones, diversificar su negocio o de otro modo promover nuevas iniciativas que puedan diferir de nuestros intereses. No podemos asegurar que Tecpetrol Internacional S.L. actúe en todo momento de una manera que sea congruente con nuestros intereses o los de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Remitirse a “Capítulo IX. Estructura de la Emisora – Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas” de este Prospecto.

Nuestro plan de negocios incluye futuras actividades de perforación para reservas no convencionales de petróleo y gas, y si no podemos adquirir y utilizar con éxito las nuevas tecnologías y otro apoyo necesario, nuestro negocio puede verse afectado negativamente.

Hemos identificado sitios y prospectos de perforación de futuras oportunidades de perforación de reservas no convencionales de petróleo y gas, dentro de la formación Vaca Muerta. Estos sitios y prospectos de perforación representan una parte de nuestros futuros planes de perforación. Nuestra capacidad para perforar y desarrollar estos sitios depende de varios factores, que incluyen condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, negociación de acuerdos con terceros, precios de los productos básicos, costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de las perforaciones. Además, no podemos garantizar que podamos obtener el financiamiento necesario en los mercados financieros internacionales o locales a un costo razonable y en términos razonables para implementar nuestro plan de negocios o que podamos explotar con éxito nuestras reservas y recursos de petróleo y gas natural. Debido a estas incertidumbres, no podemos dar ninguna seguridad en cuanto al momento de estas actividades ni que en última instancia originen la explotación de reservas probadas o cumplan nuestras expectativas de éxito, lo que podría afectar adversamente nuestros niveles de producción, situación financiera y los resultados de las operaciones.

Podemos enfrentar contingencias laborales significativas con respecto a las actividades subcontratadas.

Subcontratamos una serie de actividades mediante la tercerización de contratistas para mantener una base de costos flexible que haga posible mantener una base de costos más baja y, al mismo tiempo, responder más rápidamente al mercado cambiante. Si bien poseemos políticas muy estrictas en materia de obligaciones laborales y de seguridad social por parte de nuestros contratistas, no estamos en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no inicien acciones legales en busca de compensación de nosotros, considerando ciertas sentencias de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad conjunta entre los contratistas y la entidad a la que se prestan los servicios, en determinadas circunstancias. Si no pudiéramos obtener una sentencia favorable en dichos reclamos, nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar nuestras deudas, incluidas las Obligaciones Negociables, podrían verse afectadas adversamente.

Podríamos estar sujetos a una acción laboral organizada.

Si bien consideramos que nuestras relaciones actuales con nuestra fuerza laboral son buenas, hemos experimentado interrupciones y paros de trabajo organizados en el pasado y no podemos asegurar que no las experimentaremos en el futuro. Las demandas laborales son comunes en el sector de la industria de la energía argentina y los trabajadores sindicalizados han bloqueado el acceso a nuestras plantas y las han dañado en el pasado.

Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y el aumento de la sofisticación y las actividades de los ataques cibernéticos. Cada vez tenemos más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, podemos enfrentar un alto riesgo de ataques cibernéticos. En el caso de un ataque de este tipo, podrían interrumpirse nuestras operaciones de negocios, dañarse nuestros bienes y robarse información de los clientes; experimentar pérdidas sustanciales de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras y estar sujeto a más litigios y daños a nuestra reputación. Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y nuestra situación financiera.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales.

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluidas las protestas de las comunidades que rodean algunas de nuestras operaciones. A pesar de que estamos comprometidos a operar de una manera socialmente responsable, podemos enfrentar la oposición de las comunidades locales con respecto a nuestros proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operamos, lo que podría afectar adversamente nuestros negocios, los resultados de operaciones y nuestra situación financiera.

Asimismo, conflictos sociales en las locaciones donde opera la Sociedad, originados como consecuencia de hechos y circunstancias ajenos a la voluntad y control de la misma, pueden ocasionar huelgas y/o interrupciones y/o piquetes, entre otras medidas de fuerza, que podrían afectar la normal operación de la Sociedad y generar mayores costos.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables podrán tener garantía común, especial, flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros) y estarán estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Emisora se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podrán tener garantía común, especial, flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros). Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a cualquier deuda garantizada que la Emisora pueda contraer en el futuro, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda. Asimismo, bajo la Ley 24.522 de Concursos y Quiebras y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) conforme a las quiebras de Argentina, las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos de sueldos, salarios, cargas, leyes sociales, impuestos y costas y gastos judiciales, créditos privilegiados y créditos de proveedores. En caso de que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, estas preferencias tendrán prioridad sobre cualquier otro crédito, incluyendo reclamos por cualquier tenedor con respecto a las Obligaciones Negociables y, como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán verse imposibilitados de recuperar los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables, total o parcialmente.

Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Emisora, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora. En el caso de liquidación, disolución, reorganización por quiebra o procedimiento similar bajo la ley argentina relativo a de cualquiera de las subsidiarias de la Emisora, los tenedores de su deuda y sus acreedores tendrán en general derecho al pago de sus créditos con los activos de esas subsidiarias antes de que cualesquiera activos sean distribuidos a la Emisora y, a su vez a los acreedores, de la Emisora incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Podría no desarrollarse un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituyen títulos valores nuevos para los que no existe un mercado de negociación activo. La Emisora presentará una solicitud para el listado de cada clase de Obligaciones Negociables en BYMA y en el A3, pero no es posible asegurar que se aprobará ninguna de tales solicitudes. Si las Obligaciones Negociables se negocian luego de su emisión inicial, pueden negociarse con un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño financiero de la Emisora.

No es posible asegurar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables o que, en caso de desarrollarse, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o no se mantiene un mercado de negociación, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Por ende, aun si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los corredores bursátiles de crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, si bien pueda desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éste podría no ser líquido. Asimismo, si las Obligaciones Negociables se negocian, podrán negociarse a un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño y las perspectivas comerciales de la Emisora y otros factores.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Emisora se encuentre sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Emisora en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones contraídas en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluidas, créditos por sueldos y salarios, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de seguridad social, impuestos y honorarios y gastos judiciales. Si la Emisora estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, restructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas en forma total o parcial por la Sociedad.

En caso de que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una Clase y/o Serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas (para mayor detalle véase “*Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores*”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países con mercados emergentes

El mercado para los títulos valores emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría ser afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes. No es posible asegurar que los mercados financieros y bursátiles no serán afectados en forma adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

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

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

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

Para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera – Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo – Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora” del presente Prospecto.

Política de Abastecimientos

La Dirección de Supply Chain tiene a su cargo la gestión de compra de materiales y equipos, la contratación de obras y servicios, la operación de los almacenes de materiales y la logística de abastecimiento, para ofrecer a las operaciones soluciones de alto valor agregado, combinando mejores prácticas operativas, uso de nuevas tecnologías para la mejora continua de los procesos y compromiso con la transparencia en la gestión de la cadena de suministro

Es política de la Dirección optimizar la relación costo/calidad en las compras y contrataciones, establecer relaciones a largo plazo con proveedores estratégicos y procurar el desarrollo de proveedores locales de las áreas en las que opera. Para ello cuenta con un área específica de Gestión de Proveedores cuyo objetivo es proporcionar un enfoque sistemático y proactivo para calificar, evaluar y desarrollar proveedores con el fin de mejorar continuamente nuestra lista de proveedores poniendo especial foco en seguridad y calidad.

La Dirección tiene sede en Buenos Aires y oficinas regionales en Neuquén, Chubut y Salta. La gestión de Abastecimientos se lleva a cabo en todas sus oficinas siguiendo procedimientos estipulados por la dirección de la Emisora y es auditada periódicamente por auditores internos de la Organización Techint y por auditores externos.

Entre los principales proveedores de la Emisora se encuentran empresas locales e internacionales tales como: Tenaris, Schlumberger, H&P, Weatherford, San Antonio, Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I., Marbar, Prodeng, Calfrac, Nabors, entre otras.

Recursos Humanos

Para mayor información sobre los empleados de la Emisora, véase “*Capítulo VIII - Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores Y Miembros Del Órgano De Fiscalización – f) Empleados*” del presente Prospecto.

Política en materia de cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

Dentro de su área de influencia, Tecpetrol tiene como objetivo prioritario conducir sus operaciones protegiendo la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la empresa. Operar de una manera segura es la principal prioridad en la gestión y constituye un valor en la organización.

Tecpetrol ha definido su Política de Seguridad, Ambiente y Salud (“SAS”), la cual se encuentra firmada por la máxima autoridad de la compañía.

Los principios fundamentales incluidos en dicha Política son:

- Todas las lesiones y enfermedades ocupacionales pueden prevenirse, como así también los incidentes que impacten sobre el ambiente.
- Las prácticas seguras son responsabilidad de todos y cada uno de los integrantes del personal de la empresa y resultan una condición de empleo y contratación.
- El entrenamiento y la capacitación son la base para mejorar en forma continua los aspectos de Seguridad, Ambiente y Salud en las operaciones, involucrando a todas las partes interesadas.
- Las operaciones de la empresa deben estar en conformidad con la legislación vigente en Seguridad, Ambiente y Salud, y con aquellos compromisos voluntariamente asumidos, relacionados a estos aspectos.

La Emisora considera que esta política es parte integral de sus actividades y, por lo tanto, se esmera y ocupa por exigir su cumplimiento en todos los niveles de la organización.

Para la realización de sus operaciones, Tecpetrol contrata empresas de las cuales espera y exige los más altos estándares y procedimientos en materia de Seguridad, Ambiente y Salud, alineados en su totalidad con la política y principios de Tecpetrol.

Tecpetrol dirige sus operaciones aplicando una mejora progresiva en Seguridad, Ambiente y Salud, proveyendo los recursos necesarios para ello y con la visión de lograr los más altos niveles operativos de la industria. Partiendo de estos compromisos, se utiliza un Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud (“Sistema de Gestión SAS”) cuyo objetivo es proveer un marco adecuado de actuación para la gestión SAS de todas las áreas operativas de Tecpetrol, desde la etapa de exploración hasta el cierre y desmantelamiento de los activos en toda la cadena de valor y el ciclo de vida de los negocios. Las evidencias de su cumplimiento han sido auditadas por un ente externo donde se concluyó además su alineación con las normas internacionales de referencia en la materia.

La parte superior de la jerarquía del Sistema de gestión SAS está conformada por la Visión, la Política SAS y los “principios SAS” (compromiso y liderazgo, gestión del riesgo y mejora continua). La parte inferior de la jerarquía la conforman los estándares, procedimientos y prácticas operativas, que aseguran la implementación de los controles. Los componentes comunes a todo el sistema (documentación, capacitación y entrenamiento, comunicación, auditorías, entre otros) se describen como herramientas transversales del Sistema de Gestión SAS.

El compromiso y convencimiento de la Dirección para liderar el proceso y de cada uno de los colaboradores de la empresa es uno de los principios SAS fundamentales. El principio SAS de mejora continua implica tanto la implantación del sistema como el aprendizaje continuo de la organización, el seguimiento del desempeño, y la participación activa de todas las personas.

El principio SAS de gestión de los riesgos permite un enfoque sistemático y coherente a la evaluación, mitigación y control de los mismos, reduciendo la probabilidad de consecuencias adversas (lesiones, impactos ambientales, daño a los activos, entre otros) mientras provee oportunidades de mejorar la confiabilidad, los beneficios y la eficiencia de las operaciones. Dentro del sistema, la gestión de los riesgos es una parte integral de prácticamente todos los procesos y al mismo tiempo es central para la toma de decisiones.

La implementación del Sistema de Gestión SAS mencionado ha permitido alcanzar a Tecpetrol índices de seguridad comparables con los más altos parámetros internacionales.

En forma previa a todo nuevo proyecto, se realizan los Estudios de Impacto Ambiental correspondientes, en cumplimiento de la legislación vigente y se realiza un estricto seguimiento del cumplimiento en campo de las medidas de manejo ambiental establecidas en los mismos.

En los diseños de instalaciones, se aplican buenas prácticas de la industria y se incorporan las mejoras identificadas en las Evaluaciones de Riesgo Ocupacional y de Procesos.

En materia de Seguridad, se continuó con el programa de refuerzo de la cultura de seguridad integrada, iniciado en el año 2020, a cargo de una consultora internacional. En el ejercicio 2024 tuvo lugar la Fase 4 con nuestros contratistas en todas las áreas operativas de Tecpetrol, donde se realizaron 66 talleres en 10 yacimientos diferentes, con participación de más de 1.670 personas capacitadas y resultados superadores al año anterior en cuanto al nivel de participación y al grado de satisfacción del mismo.

Por otro lado, se continuó con la revisión y actualización de las normas y procedimientos que integran el Sistema de Gestión SAS, haciendo foco en el Sistema de Permisos de Trabajo y los Estándares Operacionales relacionados con actividades críticas, así como también la ampliación y mejora del Software de gestión de los principales aspectos de SAS.

Se continuó con los avances en la mejora de la Gestión de Seguridad de Procesos, incorporando un nuevo tablero de seguimiento de recomendaciones y acciones derivadas de estudios de riesgo. Por otra parte, se incorporó una herramienta de clasificación automática de eventos de pérdidas y fugas en función de su “Tier de proceso”, en conformidad con las buenas prácticas internacionales (IOGP – 456). Además, se continúa con estudios de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos para los nuevos proyectos y con seguimientos de la gestión de Acciones como parte de los Comités SAS locales y Corporativo.

En materia Ambiental, se continuaron con los monitoreos de los indicadores en todas las operaciones, como así también se confeccionaron instrumentos de gestión ambiental para nuevos proyectos y actividades, tanto para la obtención de permisos, como para delinear acciones específicas de prevención, mitigación, y/o corrección de impactos ambientales. Adicionalmente, se definieron objetivos ambientales generales y específicos para cada operación, esta vez incorporando como requerimiento dentro de estos objetivos la

identificación y evaluación de proyectos relacionados con la disminución de gases de efecto invernadero (“GEI”).

En el ejercicio 2024 se continuó con la gestión de los gases de efecto invernadero (“GEI”). Siguiendo con este último tópico, se continuó con la confección de los inventarios de emisiones de 2024, alineado con las metodologías internacionalmente más aceptadas (GHG Protocol y Compendio API). Por otra parte, se comenzó con la prueba de una nueva plataforma informática dedicada específicamente a la evaluación de proyectos de disminución de GEI. Adicionalmente, durante este ejercicio se completaron todos los talleres de capacitación en la materia, habiendo ya cubierto todas nuestras operaciones de E&P; Con más de 1.000 iniciativas generadas, y algunas ya implementadas, Tecpetrol consolidó una base sólida para continuar evaluando nuevas oportunidades en conjunto con las operaciones y el grupo de “governance” interno.

En Argentina, en las áreas de la Región Cuenca Neuquina y Vaca Muerta, se trabajó en diversas iniciativas de capacitación y entrenamiento, tales como: fortalecimiento de competencias técnicas y de seguridad (más de 2150 horas de capacitación impartidas a personal propio y contratistas), Skill SAS (más de 750 personas de 11 empresas contratistas), talleres de prevención de riesgos laborales (3 jornadas con la participación de 52 referentes de seguridad de 30 contratistas), certificación nivel 1 de 26 brigadistas (contribuye a la preparación ante emergencias en instalaciones críticas), y en conjunto con el sector de Perforación, se desarrolló el Proyecto Nabors F-36 (puesta en marcha de un nuevo rig de perforación importado desde EEUU) donde se capacitaron a más de 60 personas por día, acumulando más de 40 horas de formación para unificar criterios de trabajo, procedimientos y matrices de actividades críticas técnicas y de SAS.

También se trabajó fuertemente en diversos aspectos de seguridad de procesos, destacándose la implementación y cierre de 270 acciones derivadas de estudios de peligros y operabilidad realizados (HAZOP) realizados, incluyendo 48 asociadas a escenarios de alto riesgo. Referido a este punto, se destaca la firma de un Acuerdo de Ayuda Mutua con 7 empresas operadoras de la zona de Añelo para brindar apoyo ante la eventual ocurrencia de algún evento catastrófico.

En materia ambiental, se incorporó un servicio “top down” de sobrevuelo aéreo para realizar mediciones directas de las emisiones GEI en todas las instalaciones de la Cuenca, lo que entregó resultados rápidos, permitiendo por un lado ajustar los inventarios y por el otro, acotar las zonas de búsqueda de fugas al descartar ágilmente aquellas sin detecciones. Asimismo, se ejecutaron proyectos identificados en 2023 que brindaron una reducción estimada de emisiones de 76.000 t CO₂eq al año. Finalmente, vale destacar que se realizaron 4 ediciones de Premio SAS (Evento donde se reconocen iniciativas puntuales, innovadoras y con impacto en una mejora en la performance SAS de nuestras operaciones) incluyendo por primera vez a empresas contratistas en las categorías de Proyectos SAS, Iniciativas GEI y Embajador SAS.

En el área El Tordillo (Cuenca Golfo San Jorge), se realizó un simulacro mayor, en forma conjunta con otras operadoras de la zona. También se renovó y colocó cartelera en todas las baterías, plantas, oleoductos y caminos. Adicionalmente, se llevaron a cabo auditorías de cumplimiento SAS en todos los obradores y bases de los contratistas presentes en el yacimiento, y auditorías de sistema de gestión a los contratistas más críticos. En materia de capacitación y difusión, se realizaron talleres para la campaña “Reglas de Oro” y de Liderazgo de Seguridad. En cuanto a la gestión ambiental, se ejecutaron auditorías ambientales y de integridad de 21 tanques de proceso/almacenamiento, y se llevó a cabo la limpieza de 7 tanques y de la pileta de contingencia de la Planta Central, que involucró el tratamiento y disposición final de 2.500 m³ de residuos oleosos, con operadores habilitados. Por último, se puso en marcha la nueva planta de tratamiento de efluentes cloacales.

La implementación del Sistema de Gestión SAS ha permitido alcanzar a Tecpetrol índices de seguridad comparables con los más altos parámetros internacionales. Desde 2020, no ha habido víctimas mortales resultantes de una lesión relacionada con el trabajo o lesiones graves resultantes de accidentes relacionados con el trabajo, ni entre personal propio de la empresa ni entre trabajadores de empresas contratistas.

Política en materia de Relaciones con la Comunidad

La Emisora colabora activamente con las comunidades cercanas a sus operaciones, contribuyendo con el desarrollo sostenible de la población y sus instituciones en las áreas de educación, salud, deporte, cultura y promoción social. Realiza y apoya programas de relacionamiento en comunidades y escuelas vecinas a sus yacimientos, comprometiendo tanto a su personal como a la población de la zona en el desarrollo de los mismos, buscando facilitar la autonomía y la toma de decisiones, creando redes con organizaciones gubernamentales, no gubernamentales y otras instituciones.

El plan de gestión social incluye principalmente diversos programas de educación, desarrollo sustentable, fortalecimiento y revalorización cultural, capacitación laboral y salud. Todos estos programas se planifican a partir de un diagnóstico preciso de la situación que se desea mejorar con un desarrollo técnico claro y eficiente. Desde el inicio de toda vinculación comunitaria se ofrece un espacio de diálogo, de escucha y de consulta consensuando el saber colectivamente. Asimismo, esa metodología también contribuye al fortalecimiento de la capacidad organizativa, empodera los roles de liderazgo tradicionales y fomenta acciones donde se prioriza el interés colectivo por sobre el beneficio particular.

A continuación, se mencionan algunos de los programas de Relaciones con la Comunidad y Gestión Social del Negocio llevados a cabo por la Emisora entre el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2024, agrupados de acuerdo al área de acción. Los valores están expresados en dólares estadounidenses al porcentaje de participación de la Emisora.

	Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2024	Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2023	Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2022
	Valores en % de Tecpetrol		
	(en U.S.\$)		
Programas de Relaciones con la Comunidad (Educación – Fortalecimiento cultural – Inclusión Social y Sostenibilidad – Salud).....	1.181.225	380.485	732.134
Gestión Social del Negocio	130.187	1.145.582	1.030
Total Invertido en Gestión Social	1.311.412	1.526.067	733.164

Durante 2024, implementamos programas educativos orientados a fortalecer las capacidades técnicas de los beneficiarios, a fin de posibilitar su acceso al empleo en nuestra industria de acuerdo a la demanda proyectada por el desarrollo de distintos proyectos operativos, especialmente en Neuquén-Vaca Muerta.

Política de Planeamiento

La Sociedad realiza un proceso de planeamiento a corto, mediano y largo plazo. La Sociedad formula un presupuesto anual, patrimonial, económico y financiero, el cual es utilizado a los fines del control de las inversiones, los costos operativos, los de estructura y los niveles de producción. Simultáneamente existen

presupuestos estructurados por áreas en las cuales la Sociedad actúa como operador, con el fin de reflejar el objetivo formulado por cada consorcio o unión transitoria, en las cuales están representados los distintos socios que componen cada uno de ellos. Estos presupuestos están integrados, en los períodos que son comunes, con el presupuesto general de la Sociedad.

Adicionalmente, existe un control de detalle, cuya responsabilidad de ejecución corresponde a un project leader, de cada una de las inversiones en pozos de exploración, de producción y facilidades, en general. De esta manera se controla la evolución del programa de la inversión, en detalle, y el cumplimiento de los plazos de ejecución.

Las reuniones de control de costos, niveles de producción, inventarios, costos de estructura e inversiones, se realizan al menos una vez al mes alternativamente en las oficinas centrales o en cada yacimiento, con la participación de los funcionarios ejecutivos de la Sociedad.

Política de Seguros

Es política de la compañía cubrir ciertos riesgos relacionados con la actividad, siguiendo los parámetros habituales de la industria en la que opera y otros generales que pudieren responder a obligaciones legales o convenidos en el mercado. En este sentido, contratamos seguros con aseguradoras de primer nivel que, en caso de ser necesario, retrocesionan los riesgos con reaseguradores con calificación crediticia de S&P/Fitch de al menos A- y Moodys Aa3.

Entre los seguros facultativos más importantes podemos mencionar los de Responsabilidad Civil frente a terceros (incluyendo la que resulta de su Responsabilidad como Empleador), Daños Materiales, Rotura de Maquinaria y Descontrol de Pozos. Para la póliza de Daños Materiales se consideran amparados aquellos bienes (muebles e inmuebles) propios o de terceros por los que Tecpetrol tiene responsabilidad contractual, actuando en forma complementaria o subsidiaria si aplicasen seguros más específicos.

Si bien los costos y condiciones de los seguros tienen vigencia anual, ante oportunidades de mercado podríamos optar por contratos de mayor plazo.

Tecpetrol considera que las coberturas contratadas son adecuadas, alineándose con las políticas de riesgos de las demás empresas del ramo que operan en el país tanto en lo que respecta a esquemas de transferencia de riesgos como control de contratistas.

Compromiso Ético

La Emisora promueve y se compromete con una cultura corporativa de transparencia e integridad, basada en el comportamiento ético y el cumplimiento de las leyes. El equipo directivo y los gerentes de primera línea de la empresa asumen un rol esencial en la transmisión de estos principios, que rigen el desarrollo de su objeto social y que constituyen los valores fundamentales de la Emisora. El compromiso con una gestión abierta y transparente es parte del patrimonio y fuerza competitiva de la Emisora.

En este sentido, Tecpetrol forma parte de la iniciativa "Pacto Global" de las Naciones Unidas que promueve la responsabilidad social corporativa. De esta forma se compromete a cumplir diez principios dirigidos a proteger los derechos humanos, garantizar los mejores estándares laborales, preservar el ambiente y prevenir la corrupción y el soborno.

En virtud de ello, la Emisora cuenta con un "Código de Conducta" con los principios y estándares de integridad y transparencia que deben cumplir todos los empleados, funcionarios y directivos de Tecpetrol, cualquiera sea su nivel jerárquico, un "Código de Conducta para Proveedores", y con "Principios Esenciales

de la Política de Conducta Empresarial para Terceros”, todos ellos publicados en el sitio web de la Sociedad (<https://www.tecpetrol.com/es/compromiso-etico>), en donde se reflejan las mejores prácticas en materia de ética, cumplimiento de leyes y transparencia, y se refuerza la protección de los datos personales, la promoción, la competencia económica transparente y el ambiente de trabajo respetuoso, en particular, ninguna forma de acoso, trabajo infantil o explotación en cualquiera de sus modalidades es tolerada en nuestras actividades.

Además, la Emisora tiene una Política de Conducta Empresarial, que establece los principios y procedimientos diseñados para cumplir con los requerimientos del Código de Conducta y las diversas leyes nacionales e internacionales que prohíben las prácticas corruptas y el soborno. En esta línea, la Emisora ha implementado un Programa de Cumplimiento de Conducta Empresarial, un plan integral basado en riesgos que refleja los principios, estándares, políticas y procedimientos de la empresa en materia de soborno y ética empresarial y que define cómo la Emisora se relaciona con los funcionarios públicos, entidades gubernamentales, otras corporaciones públicas y privadas, terceros, socios comerciales y empleados.

Estas políticas, junto a otras como la “Política de Conflicto de Intereses y No Concurrencia”, la “Política de Ambiente Libre de Acoso y Discriminación”, y las “Reglas de Prevención de la Corrupción en Concursos, Procesos Licitatorios y otras Interacciones con el Sector Público”, entre otras políticas internas de la empresa, forman la base de las relaciones entre los accionistas de la Emisora, miembros del Directorio, sus empleados y terceros definiendo los lineamientos y estándares de integridad y transparencia a los que deberán ajustarse, creando valor y cuidando la reputación de la Emisora.

Política de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo por ganancias líquidas y realizadas.

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y líquidas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN Y EMPLEADOS DE LA EMISORA

La administración de la Compañía está a cargo de un Directorio, de conformidad con lo dispuesto en su Estatuto Social, la Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales.

El Estatuto Social de la Sociedad establece que el Directorio puede estar compuesto por no menos de tres (3) y no más de cinco (5) miembros titulares, cada uno de los cuales es elegido por la asamblea Ordinaria de Accionistas, que podrá nombrar a uno o varios miembros suplentes. Los Directores duran en sus cargos por el término de un ejercicio, pudiendo ser reelectos indefinidamente.

En la actualidad, el Directorio está formado por cinco (5) miembros titulares y por tres (3) Directores suplentes designados por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de marzo de 2025.

Salvo por nuestro Estatuto Social no existen otros acuerdos que tengan que ver con nuestra administración y dirección.

De acuerdo con nuestro Estatuto y con las leyes argentinas, el Directorio debe reunirse al menos una vez cada tres meses. El quórum se constituye con la mayoría de los integrantes del Directorio y sus resoluciones se toman con el voto afirmativo de la mayoría de los Directores asistentes. En caso de empate, resuelve el Presidente del Directorio o la persona que lo reemplace en una determinada reunión.

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores son responsables de desempeñar sus funciones con la lealtad y la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidariamente responsables ante la Compañía, los accionistas y terceros por mal desempeño de sus funciones, por violar las leyes, los estatutos sociales o las reglamentaciones, si hubiera, así como por los daños y perjuicios causados por fraude, abuso de autoridad o culpa de acuerdo con el artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Las siguientes prohibiciones y obligaciones se consideran como parte integrante del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los activos de la Compañía y la información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de sacar ventaja, o de permitir que otros saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades comerciales de la compañía; (iii) la obligación de ejercer las facultades otorgadas por el directorio únicamente para fines pretendidos por la ley, los estatutos sociales o las resoluciones de los accionistas y del Directorio; y (iv) la obligación de adoptar cuidados extremos de modo tal que el Directorio, directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la Compañía. Un director debe informar al Directorio y al Consejo de Vigilancia cualquier conflicto de intereses que pudiera tener en una determinada operación, y deberá abstenerse de votar en tal decisión.

Por otra parte, la Ley de Mercado de Capitales confiere a los miembros del directorio dos deberes adicionales: (i) deberes relacionados con la oferta pública de nuestros valores negociables, en virtud de los cuales los directores deben informar a la CNV todo acontecimiento o circunstancia relacionada con la compañía que pueda tener un efecto sustancial en la suscripción de sus títulos valores o en el curso de las respectivas negociaciones; y (ii) el deber de mantener el secreto, lo que implica que los directores (además de otros funcionarios o empleados relevantes) deben guardar estricta confidencialidad y abstenerse de negociar con nuestros valores negociables, en caso de tener acceso a información confidencial relacionada con la Compañía que, por su importancia, pueda afectar el precio de nuestros valores negociables.

Un Director no será responsable por las decisiones tomadas en una reunión de Directorio siempre que exprese su oposición en forma escrita e informe tal circunstancia al Consejo de Vigilancia. Para que sean efectivas, estas precauciones deben adoptarse antes del surgimiento de cualquier reclamo o de que se entablen acciones legales contra ese director. La aprobación por parte de los accionistas de la Compañía de

una decisión del director da por concluida la responsabilidad del director por su decisión, a menos que los accionistas titulares de un 5% o más del capital social de la Compañía objetaran tal aprobación, o que la decisión hubiera sido tomada en violación de las leyes o de los estatutos sociales. Con la mayoría de los votos de nuestros accionistas, podremos iniciar procesos legales contra los directores. Si dicho proceso no fuera iniciado dentro del plazo de tres meses contados a partir de la resolución de la asamblea aprobando la iniciación de dicho proceso, cualquier accionista podrá promover la acción en representación y por cuenta de la empresa.

a) Directorio

En el presente apartado se detallan las previsiones estatutarias que regulan la composición y funcionamiento del Directorio de la Emisora, así como la normativa legal aplicable.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Directorio y del Consejo de Vigilancia de la Emisora designados mediante Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 18 de marzo de 2025, todos los cuales son residentes en Buenos Aires, Argentina, el año en que fueron designados y la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora. A la fecha del presente, el trámite de inscripción ante la IGJ de las nuevas autoridades se encuentra pendiente.

Apellido⁽¹⁾	Nombre⁽¹⁾	DNI	CUIT/CUIL	Cargo	Fecha Designación⁽²⁾	Vigencia⁽²⁾
Markous	Ricardo Miguel	11.960.136	20119601364	Presidente	18/03/2025	31/12/2025
Ferreiro	Ricardo Raúl	17.441.718	20174417181	Vicepresidente	18/03/2025	31/12/2025
Mata	Juan José	16.090.419	20160904195	Director Titular	18/03/2025	31/12/2025
Lapalma	Mario Cesar	14942659	20149426591	Director Titular	18/03/2025	31/12/2025
Gugliuzza	Claudio Gabriel	18.140.856	20181408562	Director Titular	18/03/2025	31/12/2025
Mantilla	Fernando Jorge	23.469.555	20234695550	Director Suplente	18/03/2025	31/12/2025
Perczyk	Jorge	16.131.200	20161312003	Director Suplente	18/03/2025	31/12/2025
Martínez Mosquera	Marcelo Germán	10.155.432	20101554326	Director Suplente	18/03/2025	31/12/2025

Nota:

- (i) “No independientes” conforme con las Normas CNV.
- (ii) Los miembros integrantes del Directorio y del Consejo de Vigilancia, durarán en sus funciones por el término estatutario y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria que considere el quincuagésimo sexto ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2025.

A continuación, se detalla los miembros del Directorio de la Emisora, fecha de nacimiento, antecedentes profesionales, la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora y otros cargos que han ocupado.

Cargo y Nombre	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de Nacimiento
Presidente:		
Ricardo Miguel Markous	Ingeniero civil, graduado en la Universidad de Buenos Aires, (UBA), con domicilio constituido en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. En 1988 obtuvo un Master in degree in Management de la Escuela de Negocios de la Universidad de Stanford. Desde 1980 a la fecha, ha ocupado diversos cargos en la Organización Techint. En la actualidad se desempeña como, Presidente de Tecpetrol S.A. y de Tecpower S.A., Vicepresidente de Tecpetrol Investments S.L.U.	14/08/1956
Vicepresidente:		
Ricardo Raul Ferreiro	Nacido el 17 de enero de 1965, el Sr. Ferreiro es ingeniero mecánico graduado en la Universidad Nacional de la Plata, su domicilio constituido es Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Desde 1992 ha ocupado diversos cargos gerenciales y de dirección en Latinoamérica con responsabilidad sobre activos de E&P y G&P, con una activa participación en las cámaras de energía en dichos países. Entre 2006 y 2015 fue CEO de Transportadora de Gas del Perú, y a partir del 2015 ejerció la función de Director Región Norte de Tecpetrol, con responsabilidades por las operaciones de E&P y G&P en Mexico, Colombia, Venezuela y Ecuador. Actualmente se desempeña como Presidente de E&P. En la actualidad se desempeña como Presidente de Techgen S.A. de C.V., Vicepresidente de Tecpetrol de Bolivia S.A., y Director Titular de Pardaliservices S.A. y de Consorcio Shushufindi S.A.	17/01/1965
Directores Titulares:		

Mario Cesar Lapalma	Se graduó de Contador Público de la Universidad Nacional de La Plata (mayo 1986), su domicilio constituido es en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Comenzó en Auditoría Central de la Organización Techint (octubre 1985), siendo luego Jefe Contabilidad en Aceros Revestidos SA, Jefe de Planeamiento y Control de Gestión en Techint International Const. Corp (Tenco), Jefe de Nómina, Gerente de Administración de Personal y Gerente de Desarrollo, Reclutamiento, Capacitación y Relaciones con la Comunidad en Siderar SAIC (hoy Ternium Argentina SA). En 2001 fue designado Gerente de Gestión de la Información de Recursos Humanos en Tenaris, liderando los proyectos de sistemas de gestión (México, Brasil, Argentina, Italia), y participó del proceso de reingeniería global del área. En 2003 asumió la Gerencia de Gestión Administrativa y desde 2019 gestiona la Dirección de Coordinación Administrativa y Corporativa de la Organización Techint, teniendo a cargo temas contables, societarios, compliance y tax planning. Asimismo, en 2020 sumó a sus funciones la de Business Conduct Compliance Officer (BCCO) de Techint Investments Internacional SLU y sus subsidiarias. Desde 2021, ocupa la posición Director Senior de Administración y Contabilidad, con funciones contables, societarios, compliance y tax planning y la administración de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración SA. Desarrolló actividad docente en la Facultad de Ciencias Económicas de la UNLP en la cátedra de Auditoría y Control Interno (1986-92). Es miembro del Consejo de Contabilidad y Auditoría de la Cámara de Sociedades y de la Comisión de Reporte Integrado de la Universidad de San Andrés. Actualmente es Presidente de Santma Inversora S.A. y de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración S.A., Director Titular de Tecpetrol S.A., Ternium Argentina S.A., Santa María S.A.I.F., Santa María Investments Holdings S.A., Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I. y Director Suplente de Ferropreso Pampeano S.A.C. y de Compañía Inversora Ferroviaria S.A.I.F.	27/01/1963
Juan José Mata	Contador público, graduado en la Universidad Católica Argentina y tiene un Posgrado en Finanzas en la Universidad Torcuato Di Tella. Su domicilio constituido es Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Desde 1983 el Sr. Mata ha desempeñado diversos cargos en la Organización Techint, y actualmente ocupa el cargo de Vicepresidente de Administración y Finanzas de Tecpetrol S.A., como así también los cargos Vicepresidente de Alpha Lithium Argentina S.A.U. y de Alpha Minerals S.A.U., de Director Titular en Transportadora de Gas del Norte S.A., Consorcio Shushufindi, Tecpetrol Internacional S.L., Pardaliservices S.A., Suizum – Servicios de Consultoría S.L. (Unipersonal), y Tecpower S.A.; y es Director Suplente en Gasinvest S.A., Techenergy Lithium S.A., Tibsa Services S.A. y en Alpha Puma S.A.	03/04/1963

Claudio Gabriel Gugliuzza	Contador Público de la Universidad de Bs As (Julio 1988) con domicilio constituido en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Tuvo diversos cargos en la Organización Techint iniciando en auditoría operativa en julio 1988, en Tubos de Acero de México (desde planeamiento económico hasta Director de Administración y Finanzas). A partir del 2002 y hasta el 2012 trabajó en Tenaris. Fue Director de Administración de la red comercial de Tenaris, Director Cono Sur (Arg, Uy y Brasil), Director de Planeamiento, Director de Tax Planning y Compliance. Desde el 2012 y hasta Julio 2019 trabajó en Ternium, siendo Director de Administración de Siderar y sociedades de Ternium en Uruguay, Director de Tax planning y compliance corporativo. Fue miembro del Comité de auditoría de Usiminas. Además, desde hace muchos años es Director de varias sociedades argentinas y extranjeras de la Organización Techint. Desde agosto del 2019 hasta marzo de 2021 fue Director corporativo de administración y Finanzas South América en Santa María y Director corporativo de RRHH en Argentina. Desde el 2014 preside la Obra Social Aceros Paraná y actualmente se desempeña como Presidente de Áreas Corporativas de Tecpetrol S.A. Adicionalmente, ocupa los cargos de Presidente de Suizum - Servicios de Consultoría S.L. (Unipersonal); de Director Titular en Tecpetrol Internacional S.L., Gasinvest S.A., Techenergy Ventures S.A., Techenergy Lithium S.A., Tecpetrol Investments S.L.U., y Tibsa Services S.A., y es Director Suplente de y Transportadora de Gas del Norte S.A., Pardaliservices S.A. y en Techgen S.A. de C.V.	25/04/1966
Directores Suplentes:		
Fernando Jorge Mantilla	Abogado por la Universidad Católica de Buenos Aires con domicilio constituido en Pasaje Carlo M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Comenzó su carrera en el Departamento de Legales del Grupo Techint en 1996. Ocupó diversos cargos en el directorio de empresas argentinas y extranjeras del grupo. Desde julio de 2016 se desempeña como Director de Legales del Grupo Techint.	10/07/1973
Jorge Perczyk	Ingeniero Industrial graduado la Universidad de Buenos Aires y tiene un posgrado en Administración de Empresas por la Universidad de Bridgeport, Connecticut con domicilio constituido en Pasaje Carlo M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Ocupó varios cargos en el Grupo Techint y actualmente es el Director de Planificación, Presidente de Transportadora Gas del Mercosur S.A, Director de Gasinvest, Transportadora de Gas del Norte S.A. y de Techenergy Lithium S.A.	02/01/1963
Marcelo Germán Martínez Mosquera	Ingeniero graduado en la Universidad de Buenos Aires con domicilio constituido en Pasaje Carlo M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. A lo largo de 30 años dentro de la Organización Techint ha ejercido el cargo de Presidente del Directorio en Dapetrol S.A., Gasinvest S.A., Tecgas Argentina S.A. y Litoral Gas S.A., de Vicepresidente en Tibsa Inversora S.A., y Director titular de Transportadora Gas del Mercosur S.A. y de Transportadora de Gas del Norte S.A.	26/10/1952

b) Funcionarios ejecutivos

Los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora son los siguientes:

Nombre	Cargo	Fecha de Nacimiento.
Ricardo Markous	Director General (CEO) y Presidente	14.08.1956
Ricardo Raúl Ferreiro	Presidente de E&P	17.01.1965
Claudio Gabriel Gugliuzza	Presidente de Áreas Corporativas	25.04.1966
Jorge Perczyk	Director de Planeamiento y Control de Gestión	02.01.1963
Andrea Costantino Rocca	Presidente de Transición Energética	02.09.1983
Juan José Mata	Vicepresidente de Administración y Finanzas	03.04.1963
María Laura Garcia	Directora de Recursos Humanos	07.12.1971
Vilma Bettini	Directora de Auditoría	13.06.1962
Fernando Pardo	Director de Cumplimiento de Conducta Empresarial	14.09.1971
Mariano Picasso	Director Sr. de Desarrollo de Negocios	27.08.1967
Federico Sameghini	Director Sr. de Medio Ambiente, Seguridad y Salud	28.03.1978
Leopoldo Macchia	Vicepresidente Comercial	7.12.1975

A continuación, se agrega una breve síntesis biográfica de los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora que no forman parte del Directorio:

María Laura Garcia: Nacida el 7 de diciembre de 1971. Ingeniera Industrial graduada en la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina. MBA on International Management graduada en el Stuttgart Institute of Management and Technology, Stuttgart Universität, Alemania. Actualmente ocupa el cargo de Directora de Recursos Humanos en Tecpetrol S. A.

Andrea Costantino Rocca: Nacido el 02 de septiembre de 1983. Doctor en Economía graduado en Universidad Bocconi (Milán, Italia) Posee un MBA de Columbia University. Actualmente ocupa el cargo de Presidente Transición Energética de Tecpetrol S.A.

Vilma Bettini: Nacida el 13 de junio de 1962. Licenciada en Sistemas, graduada en la Facultad de Ingeniería de la UBA. Actualmente ocupa el cargo de Directora Ejecutiva de Auditoría en Tecpetrol S.A.

Fernando Adrián Pardo: Nacido el 14 de septiembre de 1971. Contador Público Nacional se graduó en la Universidad de Buenos Aires y realizó la Certificación Internacional de Auditoría Interna (CIA). Actualmente ocupa el cargo de Director de Cumplimiento de Conducta Empresarial en Tecpetrol S.A.

Mariano Picasso: Nacido el 26 de agosto de 1967. Ingeniero Industrial de la Universidad de Buenos Aires. Posee un Postgrado en Administración de Empresas en el Massachusetts Institute of Technology (USA). Actualmente ocupa el cargo de Director Sr. de Desarrollo de Negocios.

Federico Sameghini: Nacido el 28 de marzo de 1978. Ingeniero Ambiental de la Universidad Católica Argentina (UCA). Posee un Postgrado de Economía Ambiental de la UCEMA. Actualmente ocupa el cargo de Director Sr. de Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

Leopoldo Macchia: Nacido el 7 de diciembre de 1975. Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Posee un Master en Administración de Empresas (MBA) en el INSEAD de Francia y un Postgrado de Especialización en Gas Natural Gas en la Universidad de Buenos Aires (UBA). Actualmente ocupa el cargo de Vicepresidente Comercial de Tecpetrol S.A.

c) Consejo de Vigilancia

Los Estatutos Sociales de la Emisora prevén un Consejo de Vigilancia (el "Consejo de Vigilancia") integrado por tres accionistas, cada uno de los cuales es elegido por la Asamblea Ordinaria de Accionistas, y duran en sus cargos por el término de un ejercicio. El Consejo de Vigilancia tiene a su cargo velar por que todas las actividades de la Emisora se realicen conforme a la ley aplicable.

A continuación, se incluye un detalle de los miembros titulares del Consejo de Vigilancia:

Nombre ⁽¹⁾	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de nacimiento	Fecha de Vencimiento del mandato
Ricardo Juan Pedro Soler	Licenciado en Administración de Empresas graduado en la Universidad Católica Argentina. Posee un Master in Science of Management de la escuela de Negocios de la Universidad de Stanford.	19/04/1951	31/12/2025
Andrea Susana Barbagelata	Contadora Pública egresada de Facultad de Ciencias Económicas – UBA. Certificación del Programa Director de Empresas Cotizantes (DICA) del Instituto de Gobernanza Empresarial y Pública (IGEP), Certificación en Ética y Compliance – Asociación Argentina de Ética y Compliance (AAEC) y UCEMA y “Formación de Formadores en NIIF” por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE). Consultora asociada en temas de Sostenibilidad/ESG. Miembro titular del Comité de Auditoría del Consejo Elaborador de Normas de Contabilidad y Auditoría (CENCyA) de la FACPCE y del Grupo Permanente de Sostenibilidad del Grupo Latinoamericano de Emisores de Normas de Información Financiera (GLENIF). Miembro del IADA (Instituto Argentino de Docentes de Auditoría) e integrante de diversas comisiones de estudio del CPCECABA. Consultora y capacitadora en temas de Sustentabilidad, Prevención de LA/FT y Compliance. Docente de posgrado en temas de Prevención de Lavado de Activos.	31/07/1967	31/12/2025
Pablo Rodolfo Stampalia	Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Buenos Aires. Posee un Posgrado en Desarrollo Directivo en IAE.	12/08/1960	31/12/2025

Notas:

- (1) *Los integrantes del Consejo de Vigilancia de la Emisora revisten el carácter de independientes conforme a las pautas fijadas en el artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.*

d) Remuneración

La Asamblea de Accionistas de la Emisora determina la remuneración de los miembros del Directorio, con sujeción a los límites previstos por el Artículo 261 de la Ley General de Sociedades. Todos los años, la Emisora celebra una asamblea de accionistas dentro de los cuatro meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio económico para evaluar sus estados financieros anuales y determinar la remuneración a pagar a sus directores, entre otros asuntos.

El artículo 261 de la Ley General de Sociedades establece que la remuneración máxima que por todo concepto pueden recibir los directores, incluyendo salarios y demás remuneraciones por el desempeño de tareas técnicas y administrativas permanentes, no podrá superar el 25% de las ganancias netas correspondientes a dicho ejercicio. Ese monto máximo se reduce al 5% si la Emisora no distribuye dividendos a sus accionistas y se incrementa mediante una distribución proporcional hasta alcanzar el límite del 25% una vez distribuidas las ganancias totales del ejercicio económico. Si el desempeño de comisiones especiales o de tareas técnicas y administrativas por uno o varios directores así lo amerita, en caso de no existir ganancias netas o ser éstas exiguas, la asamblea de accionistas podrá decidir aprobar expresamente que la remuneración a pagar exceda los mencionados límites, debiéndose incluir para ello ese asunto en el orden del día de la asamblea en cuestión.

Al 31 de diciembre de 2024, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 18 de marzo de 2025, aprobó las sumas de aproximadamente \$ 166.000.000 en concepto de honorarios totales a pagar a los Directores y al Consejo de Vigilancia de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ofrece planes de jubilación a sus directores y funcionarios ejecutivos en el marco de sus programas de beneficios.

e) Información sobre participaciones accionarias

A la fecha de emisión del presente Prospecto, ningún director y/o empleado de la Emisora resulta titular de acciones de Tecpetrol ni se le han conferido opciones sobre las acciones de la Emisora.

f) Asesores legales y auditores externos

El asesor legal de la Emisora, a la fecha de este Prospecto, es FINMA S.A.I.F., una empresa relacionada a Tecpetrol, con domicilio en Carlos M. Della Paolera 299 – Piso 16°, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, en tanto que su auditor externo durante los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 ha sido la firma PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L., siendo actualmente la auditora titular la Dra. María Carolina García Zuñiga y los auditores suplentes el Dr. Mariano Carlos Tomatis y el Dr. Reinaldo Sergio Cravero, quienes también han sido designados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria del 18 de marzo de 2025 en iguales términos para el análisis de los estados financieros de 2025, todos ellos pertenecientes a la firma auditora antes mencionada y debidamente matriculados por ante el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La misma tiene domicilio en Bouchard 557, Ciudad de Buenos Aires.

g) Responsable de Relaciones con el Mercado

De conformidad con lo prescripto en el artículo 99 inciso a) de la Ley de Mercado de Capitales, la Emisora ha designado como Responsable de Relaciones con el Mercado al Sr. Emiliano León (DNI

23.888.057), Tel. (54) 11 4018-6111, e-mail: emiliano.leon@tecpetrol.com.

h) Gobierno Corporativo

La Emisora ha implementado un Programa de Cumplimiento de Conducta Empresarial, un plan integral que refleja los principios, estándares, políticas y procedimientos de la empresa en materia de soborno y ética empresarial y que define cómo la Emisora se relaciona con los funcionarios públicos, entidades gubernamentales, otras corporaciones públicas y privadas, terceros, socios comerciales y empleados.

El Programa de Cumplimiento tiene como objetivo prevenir la corrupción y fomentar una cultura de conducta ética y transparente. Contempla medidas sustanciales en la evaluación periódica de riesgos, destinadas a identificar riesgos críticos y prevenir el riesgo de posibles incumplimientos o violaciones a las regulaciones anticorrupción.

El programa incluye una serie de políticas y procedimientos específicos orientados a cumplir de manera sistemática con las regulaciones contra el soborno y los estándares aceptados internacionalmente, y fomentar una cultura corporativa de transparencia e integridad, basada en el comportamiento ético y el cumplimiento de las leyes.

El programa de la Tecpetrol considera también la implementación de procedimientos específicos para evaluar, seleccionar y contratar representantes, agentes aduanales, gestores de permisos, estudios jurídicos, socios, asesores y / o consultores. Estos procedimientos incluyen procesos de debida diligencia, controles de autorización internos y disposiciones para garantizar el compromiso de terceros con las políticas anticorrupción de la Emisora.

Tecpetrol comunica y capacita al personal respecto de las políticas y procedimientos contra el soborno, a través de sesiones presenciales y cursos online, con el objetivo de reforzar los conocimientos en materia de conducta empresarial, incrementando la concientización entre los empleados, destacando la importancia de la aplicación de los controles y el mantenimiento de registros transparentes y exactos.

El monitoreo continuo de la implementación efectiva del Programa, junto a la utilización de la “Línea Transparente” como canal de denuncias que garantiza la confidencialidad y está disponible para empleados y terceros, permiten detectar posibles incumplimientos y adoptar las medidas necesarias para su remediación.

i) Empleados

Descripción General

Nuestra visión de ser una empresa sostenible y en constante crecimiento se basa en una cultura comprometida y responsable. Nos impulsa a atraer, formar y retener a los mejores talentos del mercado. Para enfrentar este desafío, aprovechamos procesos innovadores y tecnología avanzada en la gestión de capital humano, así como los más eficaces de reclutamiento, para formar equipos colaborativos y dinámicos que buscan la excelencia y la mejora continua. La fuerte inversión en capacitación y el amplio abanico de acciones de desarrollo que ofrecemos son una clara muestra de nuestro compromiso.

Nuestra estrategia de crecimiento y proyección se enfoca en la incorporación de nuevas reservas. Contamos con un equipo de profesionales altamente calificado en geociencias, dedicados a las evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y workovers, lo que nos permite tomar decisiones informadas y asumir riesgos calculados.

Nuestro equipo de profesionales tiene una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que les permite operar en cualquier entorno.

Desarrollamos nuestras actividades bajo los siguientes principios:

- Responsabilidad en la operación
- Alto nivel profesional del personal
- Operación confiable y segura, cumpliendo con estándares internacionales
- Uso eficiente de los recursos
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales
- Compromiso permanente con la seguridad del personal, el medio ambiente y la comunidad

Tecpetrol apoya los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas en materia de derechos humanos, derechos laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

Hemos desarrollado un programa llamado +Diversidad, ya que estamos convencidos de que la diversidad nos aporta valor añadido al respetar y promover las características que diferencian a cada empleado. +Diversidad se basa en cinco pilares: LGBTQ+; culturas nacionales; generaciones; discapacidad; y género.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, la Emisora tenía 817, 754 y 719 empleados, respectivamente.

La prioridad de nuestra compañía es consolidar su crecimiento mediante la formación de recursos humanos altamente calificados, comprometidos y con amplia experiencia en los diversos negocios en los que operamos. Por esta razón, la capacitación es un aspecto fundamental y continuo dentro de la estrategia de recursos humanos de Tecpetrol, llevada adelante por nuestra Tecpetrol University. Ofrecemos una amplia variedad de programas de formación para nuestros colaboradores, basados en metodologías de aprendizaje que nos permiten crear, transformar y distribuir el conocimiento. Fomentamos la actualización constante y la integración de las mejores prácticas de la industria. Por ello, nuestros procesos claves de gestión (reclutamiento, capacitación, desarrollo, etc.) se ajustan continuamente al contexto mundial y a las necesidades del negocio de Tecpetrol y cada una de sus operaciones.

Convencidos de que las características y particularidades de cada persona contribuyen un equipo más sólido, y con el objetivo de fomentar un diálogo que impulse el desarrollo del talento en la empresa en julio de 2019 lanzamos el programa “+Diversidad”. Este programa tiene como propósito aceptar, valorar y promover la diversidad en Tecpetrol en todas sus formas.

Evolución y Afiliaciones

Las dos tablas siguientes muestran información relativa a nuestro personal al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, agrupados por área operativa, y el número de empleados afiliados a sindicatos:

Función	Dic. 24		Dic. 23		Dic. 22	
	Número de empleados	% total de empleados	Número de empleados	% total de empleados	Número de empleados	% total de empleados
Dirección/Presidencia						
Tecpetrol	7	0,86%	6	0,80%	5	0,70%
Dirección/Presidencia Tecpetrol	7	0,86%	6	0,80%	5	0,70%
Asistencia	13	1,59%	13	1,72%	14	1,95%
Asistencia	13	1,59%	13	1,72%	14	1,95%
Comunicaciones	5	0,61%	5	0,66%	4	0,56%
Comunicaciones	5	0,61%	5	0,66%	4	0,56%
Auditoría	5	0,61%	5	0,66%	5	0,70%
Auditoría	5	0,61%	5	0,66%	5	0,70%
Planeamiento	28	3,43%	25	3,32%	28	3,89%
Planeamiento	28	3,43%	25	3,32%	28	3,89%
Recursos Humanos	46	5,63%	37	4,91%	34	4,73%
Recursos Humanos	46	5,63%	37	4,91%	34	4,73%
Áreas Corporativas	199	24,36%	185	24,54%	181	25,17%
Áreas Corporativas	8	0,98%	7	0,93%	6	0,83%
Administración y Finanzas	69	8,45%	69	9,15%	67	9,32%
IT	75	9,18%	62	8,22%	64	8,90%
Supply Chain	47	5,75%	47	6,23%	44	6,12%
Transición Energética	23	2,82%	17	2,25%	18	2,50%
Transición Energética	23	2,82%	17	2,25%	18	2,50%
G&P, Desarrollo Negocio / Comercial	0	0,00%	0	0,00%	1	0,14%
G&P, Desarrollo Negocio / Comercial	0	0,00%	0	0,00%	1	0,14%
Comercial	17	2,08%	17	2,25%	17	2,36%
Comercial	17	2,08%	17	2,25%	17	2,36%
Desarrollo Negocio	7	0,86%	8	1,06%	7	0,97%
Desarrollo Negocio	7	0,86%	8	1,06%	7	0,97%
Saludos, Seguridad y Medioambiente	5	0,61%		%		%
Salud, Seguridad y Medioambiente	5	0,61%	5	0,66%	4	0,56%
E&P	433	53,00%	411	54,51%	385	53,55%
E&P	1	0,12%	1	0,13%	1	0,14%
GNL & LGN	3	0,37%	3	0,40%	1	0,14%
Relaciones Laborales y Security	2	0,24%		%		%
Operaciones & Argentina Convencional	114	13,95%	2	0,27	2	0,28
Perforación & Finalización			99	13,13%	97	13,49%
Exploración y Desarrollo	77	9,42%	74	9,81%	75	10,43%
Cuenca Neuquina & Vaca Muerta	60	7,34%	63	8,36%	62	8,62%
	176	21,54%		%		%
			169	22,41	147	20,45
Programa JP Pool	29	3,55%	20	2,65%	16	2,23%
JP Pool	29	3,55%	20	2,65%	16	2,23%
TOTAL.....	817	100%	754	100%	719	100%

Afiliaciones Sindicales	2024	2023	2022
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa.....	34	34	35
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral	10	9	7
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Salta, Jujuy y Formosa	0	0	0
Federación Argentina Sindical de Petróleo, Gas y Biocombustibles.....	12	0	0
Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Chubut.	1	1	1
Total	57	44	43

La Emisora colabora estrechamente con las autoridades laborales nacionales y provinciales, los sindicatos y las empresas contratistas para explorar opciones que mejoren las condiciones de trabajo y aseguren el desarrollo y la sostenibilidad a largo plazo de la actividad petrolera. Además, el diálogo continuo entre la Empresas y los sindicatos contribuye a mantener un bajo nivel de conflictos. En las negociaciones salariales, se acuerdan ajustes en los sueldos alineados con la inflación y los salarios del personal fuera de convenio reciben ajustes equivalentes.

A la fecha de este Prospecto, el 44,3 % del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 15,7% está afiliado. Del personal alcanzado, más del 99% lo está por el Sindicato de Personal Jerárquicos y Profesional del Petróleo y Gas de las diferentes regiones donde Tecpetrol opera. El restante corresponde al Sindicato de Petróleo y Gas privado.

Nuestros contratistas implementan las mejores prácticas de la empresa para garantizar la seguridad de los empleados y la adecuada protección del medio ambiente, operando bajo los mismos estándares de calidad y exigencia que la empresa. El número de contratistas ha evolucionado conforme a las demandas del negocio. Actualmente, más de 2000 contratistas colaboran en el desarrollo de los proyectos de la compañía, estando la mayoría de sus trabajadores cubiertos por convenios colectivos.

Programa de Beneficios de Empleados

Con excepción de los programas descriptos a continuación, la Emisora no posee planes y/o programas de beneficios para sus empleados:

Programas de beneficio por retiro y otros.

La Emisora tiene vigente dos programas de beneficios bajo la modalidad de “beneficios definidos no fondeados” y “otros beneficios a largo plazo” que se otorgan con posterioridad al retiro y durante el ejercicio laboral, los cuales son registrados siguiendo los lineamientos de las normativas contables vigentes.

Las principales premisas actuariales consideran una tasa de descuento del 7% y del 5,7% promedio y una tasa de incremento salarial del 2% y 3% respectivamente.

El pasivo correspondiente a estos programas se encuentra reconocido al valor presente de la obligación al cierre del ejercicio, el cual es calculado por actuarios independientes, al menos una vez al año, utilizando el método de “Unidad de crédito proyectada”. Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 el pasivo

reconocido bajo NIIF asciende a \$21.620, \$13.196 y \$3.574 (en millones de pesos), respectivamente, y se expone dentro del rubro “Beneficios para empleados”, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio.

El cargo a resultados calculado conforme a NIIF, ascendió a \$7.234, \$2.646 y \$779 (en millones de pesos), en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Programa de retención e incentivo a largo plazo de empleados

Tecpetrol Investments S.L.U. (controlante indirecta de la Emisora) tiene vigente un programa de retención e incentivos a largo plazo para ciertos directivos de algunas subsidiarias. Conforme a este programa, los beneficiarios de Tecpetrol recibirán un número de unidades valuadas al valor en libros del Patrimonio Neto Consolidado por acción de Tecpetrol Investments S.L.U. (excluyendo la participación no controlante).

Las unidades son devengadas en un período de cuatro años y Tecpetrol pagará la compensación equivalente a las unidades asignadas luego de transcurrido un período de establecido que, de acuerdo a las condiciones del plan otorgado, contempla dos períodos diferenciados de rescate: i) 10 años a la fecha de recepción, con opción por parte del empleado de solicitarlas a partir del séptimo año, ii) 7 años de la fecha de recepción o bien, en ambos casos, cuando el mismo quede desvinculado de Tecpetrol. Los pagos se realizarán al valor de libros del último Patrimonio Neto Consolidado por acción atribuible a los accionistas de Tecpetrol Investments S.L.U. al momento del pago. Los beneficiarios recibirán también importes en efectivo equivalentes al dividendo pagado por acción, cada vez que Tecpetrol Investments pague un dividendo en efectivo a sus accionistas.

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$18.044, \$13.807 y \$3.473 (en millones de pesos) respectivamente, y se expone dentro del rubro “Programas de beneficios al personal”, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio.

El cargo a resultados calculado conforme a NIIF, ascendió a \$4.706, \$1.509 y \$860 (en millones de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

El Grupo Techint

Somos controlados por Tecpetrol Internacional, S.L.U., y somos miembro de un grupo de compañías conocido como Grupo Techint (el “Grupo Techint”), que comprende un conjunto de empresas operativas distribuidas alrededor del mundo. Las actividades de las empresas integrantes del Grupo Techint incluyen la producción de tubos de acero (Tenaris), productos planos de acero (Ternium), la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos (Techint Ingeniería y Construcción), petróleo y gas (Tecpetrol), y otras ramas de servicios y manufacturas (Humanitas y Tenova). Dichas empresas, al 31 de diciembre de 2023, conforme la última información disponible, contaban con aproximadamente 78.000 empleados permanentes y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente U.S.\$38.400 millones.

Durante más de 75 años de actividad, el Grupo Techint ha evolucionado, aprovechando la vasta experiencia adquirida en áreas como la siderúrgica, construcción de infraestructuras complejas, diseño y construcción de plantas y maquinaria industriales, tecnologías para las industrias de metales y minería, la exploración y producción de petróleo y gas y las instalaciones de salud orientadas a la investigación.

En todo momento, las empresas han mantenido un profundo compromiso con la eficiencia, calidad, integridad y respeto por el valor de las personas, promoviendo la salud y la seguridad entre los empleados, cuidando la huella de las operaciones en el medio ambiente, estableciendo relaciones transparentes y constructivas con las comunidades locales y estableciendo relaciones a largo plazo con clientes y proveedores. Hoy en día, las empresas del Grupo Techint están activas en un pequeño número de industrias claramente circunscritas, donde tienen una importancia global o regional:

- **Tenaris** es un proveedor líder de tubos de acero y servicios relacionados, principalmente para el sector energético como así también para algunas otras aplicaciones industriales.
- **Ternium** es un proveedor líder de productos aceros planos en América Latina, con instalaciones de fabricación y procesamiento de acero, y con centros de servicio y distribución a lo largo de América.
- **Techint Ingeniería y Construcción** lleva a cabo, desde el diseño hasta la ejecución, proyectos de alta complejidad en los sectores de Petróleo y Gas, Energía, Plantas Industriales, Refinerías, Plantas Petroquímicas, Minería e Infraestructura y Construcción.
- **Tenova** es un socio mundial para soluciones innovadoras, fiables y sostenibles en metales y minería, que diseña tecnologías y desarrolla servicios que ayudan a reducir los costes, ahorrar energía, limitar el impacto medioambiental y mejorar las condiciones de trabajo;
- **Tecpetrol** se dedica a la exploración, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, así como la generación de energía en varios países de América;
- **Humanitas** promueve, implementa y administra iniciativas de atención de la salud, investigación y la enseñanza.

Adicionalmente, Exiros es una empresa del Grupo Techint que ofrece una amplia gama de servicios de abastecimiento a muchas de las empresas mencionadas, con ingresos anuales de U.S.\$13.000 millones y

U.S.\$5.900 millones en compras de materias primas para sus clientes.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Prospecto, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L., domiciliada en el Reino de España, quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú y Colombia.

A continuación, se detalla la sociedad controlante y las participaciones en sociedades de Tecpetrol a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Sociedad Controlante	Actividad principal	País	%
Tecpetrol Internacional S.L.	Inversiones y participación en sociedades.	España	95,98
Control Conjunto	Actividad principal	País	%
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A. ¹	Construcción y explotación de un oleoducto en Argentina	Argentina	15

Otras participaciones	Actividad principal	País	%
Oleoducto del Valle S.A.	Concesión de transporte de oleoductos a Allen y del oleoducto Allen - Puerto Rosales	Argentina	2,10
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Almacenaje y embarque de hidrocarburos.	Argentina	4,20
Tecpetrol del Perú S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Operaciones S.A. de C.V. ²	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,9482
Norpower S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	México	0,60
Tecpetrol Colombia S.A.S.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Colombia	0,1491
Tecpeservices S.A.	Prestación de servicios de diseño, ingeniería y construcción de obras en campos o cualquier otra infraestructura petrolera.	Ecuador	0,0063

¹ En enero de 2025 Tecpetrol acordó con YPF S.A. -sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas y otras condiciones precedentes- la venta de su participación en Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A y celebró un acuerdo para la reserva de capacidad y la prestación del servicio de transporte a través del Oleoducto Vaca Muerta Sur – Tramo 1 por la capacidad comprometida de 2.500 M³/d y la capacidad adicional de hasta 2.000 M³/d adicionales a la capacidad comprometida, cuando Tecpetrol la solicite y por un plazo de 15 años. El precio de venta de la participación en Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A se acordó en la suma de USD 15 millones, de los cuales USD 13,6 millones serán compensados con la obligación de pago por parte de la Sociedad en virtud del acuerdo de servicios de transporte firme antes mencionado y USD 1,4 millones serán cancelados en efectivo. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la transferencia de acciones antes referida no ha sido perfeccionada.

² Anteriormente denominada Burgos Oil Services S.A. de C.V.

Tecpecuador S.A.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	Ecuador	0,00007
------------------	--	---------	---------

b) Accionistas Principales

A la fecha de este Prospecto, estamos controlados directamente por Tecpetrol Internacional S.L., que posee el 95,9863% de nuestro capital social. Tecpetrol Internacional S.L. es una sociedad debidamente constituida conforme las leyes españolas, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 20.485, Folio 31, Sección 8, Hoja M-362494, inscripción 1ª, e inscrita bajo los términos del art. 123 de la Ley N° 19.550 en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 1° de marzo de 2005 bajo el N° 293, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Tecpetrol Internacional S.L. se encuentra controlada al 100% por Tecpetrol Investments S.L., sociedad legalmente constituida conforme las leyes españolas, que, a su vez, se encuentra indirectamente controlada por San Faustin S.A. (en adelante “San Faustin”), una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo.

Rocca & Partners Stichting Administratiekantoor Aandelen San Faustin, una fundación privada ubicada en Países Bajos (Fundación) (“R&P STAK”) mantiene acciones con voto de San Faustin en número suficiente para controlar San Faustin.

No existen personas o grupo de personas controlantes de R&P STAK.

c) Transacciones con partes relacionadas

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas (valores expresados en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Ingresos por ventas			
Otras sociedades relacionadas	72.771	30.077	8.236
Compras de productos y servicios			
Otras sociedades relacionadas	(206.461)	(87.718)	(33.229)
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	(1.792)	(485)	(187)
	(208.253)	(88.203)	(33.416)
Reembolsos de gastos			
Otras sociedades relacionadas	4.355	1.394	495
Intereses ganados			
Otras sociedades relacionadas	469	112	224
Intereses perdidos			
Tecpetrol Internacional S.L.U.	(42)	-	(110)
Tecpetrol Internacional S.L.U. Sucursal Uruguay	(294)	(11)	-
Otras sociedades relacionadas	(183)	(430)	(63)
	(519)	(441)	(173)
Otros ingresos			
Otras sociedades relacionadas	-	447	235

X. ACTIVOS FIJOS

Los activos fijos de Tecpetrol constan de inversiones de exploración, evaluación y de desarrollo que le permiten explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos en las áreas donde participa.

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

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

En el punto “*Actividades de exploración y producción*” incluido en el “*Capítulo V. Información Sobre la Emisora*” se detallan las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por la Emisora y aquellas en las que la Emisora participa como socio no operador.

XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS

a) Estados financieros

Las siguientes tablas presentan la información financiera y de otra índole seleccionada de la Emisora y para cada uno de los ejercicios indicados. La siguiente información debe leerse junto con los Estados Financieros de la Emisora, incluyendo sus notas, así como con las secciones “*Información sobre la emisora*” y “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*”.

Los datos seleccionados del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, y los datos seleccionados del Estado de Resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 han sido extraídos de los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera, en adelante “NIIF”). Los Estados Financieros Auditados de la Emisora han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto primario en el cual la entidad opera. Tanto las ventas como los precios de los principales costos de perforación son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidenses o considerando la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los Estados Financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias.

1) Estado de Resultados (expresado en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el		
	31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	1.278.464	382.666	172.198
Costos operativos	(905.569)	(304.264)	(113.028)
Margen bruto	372.895	78.402	59.170
Gastos de comercialización	(92.348)	(23.041)	(8.653)
Gastos de administración	(105.433)	(32.273)	(11.853)
Costos de exploración y evaluación	(1.744)	(872)	(2.493)
Otros ingresos operativos	4.139	1.460	1.070
Otros egresos operativos	(2.616)	(482)	(13)
Resultado operativo	174.893	23.194	37.228
Ingresos financieros	28.274	12.173	4.900
Costos financieros	(93.926)	(86.869)	(11.245)
Otros resultados financieros netos	16.474	67.881	(13.640)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	125.715	16.379	17.243
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	1.567	745	151

Resultado antes del impuesto a las ganancias	127.282	17.124	17.394
Impuesto a las ganancias	177.900	(50.055)	6.488
Resultado del ejercicio	305.182	(32.931)	23.882

Resultado atribuible a:

Accionistas de la Sociedad	305.182	(32.931)	23.882
----------------------------	---------	----------	--------

2) Estado de Resultados Integrales (expresado en millones de pesos)

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	2023	2022
Resultado del ejercicio	305.182	(32.931)	23.882
Otros resultados integrales:			
<i>Items que pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Efecto de conversión monetaria de inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	1.523	3.483	218
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	294.001	701.354	80.891
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	(2.237)	(662)	(236)
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	(97)	(678)	(341)
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	814	452	195
Total de otros resultados integrales del ejercicio	294.004	703.949	80.727
Total de resultados integrales del ejercicio	599.186	671.018	104.609
Resultados integrales atribuibles a:			
Accionistas de la Sociedad	599.186	671.018	104.609

3) Estado de Situación Financiera (expresado en millones de pesos)

Al 31 de diciembre de			
	2024	2023	2022
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipos - Activos de exploración, evaluación y desarrollo	1.742.955	1.239.016	264.405
Activos por derecho de uso	55.226	34.539	5.266
Inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	7.917	4.827	599
Inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	15.673	14.217	3.507
Activo por impuesto diferido	177.115	-	10.450
Otros créditos y anticipos	94.062	22.459	2.616
Crédito por impuesto a las ganancias	34	71	4.256
Total del Activo no corriente	2.092.982	1.315.129	291.099
Activo corriente			
Inventarios	66.605	31.675	6.368
Otros créditos y anticipos	86.812	40.782	17.002
Crédito por impuesto a las ganancias	685	1.118	1.401
Créditos por ventas	149.518	95.935	26.124
Otras inversiones	17.506	64.038	39.968
Efectivo y equivalentes de efectivo	48.254	3.932	371
Total del Activo corriente	369.380	237.480	91.234
Total del Activo	2.462.362	1.552.609	382.333

PATRIMONIO NETO Y PASIVO**Patrimonio Neto**

Capital social	4.436	4.436	4.436
Contribuciones de capital	898	898	898
Reserva legal	44.216	34.638	5.905
Otras reservas	467.944	366.925	76.744
Reserva para futuros dividendos	584.834	476.228	72.333
Resultados no asignados	361.903	(18.080)	33.711
Total del Patrimonio Neto	1.464.231	865.045	194.027

Pasivo no corriente

Deudas bancarias y financieras	385.204	132.145	57.251
Pasivo por impuesto diferido	-	29.148	-
Pasivos por derecho de uso	27.243	11.957	1.760
Programas de beneficio al personal	31.059	21.519	5.794
Previsiones	117.491	65.588	9.616
Total del Pasivo no corriente	560.997	260.357	74.421

Pasivo corriente

Deudas bancarias y financieras	174.921	237.895	71.003
Pasivos por derecho de uso	18.355	10.587	2.128
Programas de beneficio al personal	8.605	5.484	1.253
Previsiones	30.415	2.552	637
Deudas comerciales y otras deudas	204.838	170.689	38.864
Total del Pasivo corriente	437.134	427.207	113.885

Total del Pasivo

	998.131	687.564	188.306
--	----------------	----------------	----------------

Total del Patrimonio Neto y del Pasivo

	2.462.362	1.552.609	382.333
--	------------------	------------------	----------------

4) Estado de Evolución del Patrimonio Neto (expresado en millones de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad
Saldos al 31 de diciembre de 2021	101.994
Resultado del ejercicio	23.882
Otros resultados integrales del ejercicio	80.727
Dividendos pagados	(12.576)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	194.027
Resultado del ejercicio	(32.931)
Otros resultados integrales del ejercicio	703.949
Saldos al 31 de diciembre de 2023	865.045
Resultado del ejercicio	305.182
Otros resultados integrales del ejercicio	294.004
Saldos al 31 de diciembre de 2024	1.464.231

5) Estado de Flujo de Efectivo (expresado en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
ACTIVIDADES OPERATIVAS			

Resultado del ejercicio	305.182	(32.931)	23.882
Ajustes al resultado del ejercicio para arribar al flujo operativo de fondos	346.643	278.556	57.378
Variación en el capital de trabajo	(284.880)	(27.701)	(5.499)
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	100.433	(47.702)	19.874
Pagos de programas de beneficio al personal	(4.822)	(4.533)	(216)
Pagos de impuesto a las ganancias	(959)	(1.011)	(5.595)
Efectivo generado por actividades operativas	461.597	164.678	89.824

ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Inversiones en propiedades, planta y equipos	(624.767)	(189.813)	(89.980)
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipos	1.242	335	192
Disminución de otras inversiones	115.526	28.662	6.516
Dividendos cobrados	2.080	730	466
Pago por activos clasificados como mantenidos para la venta	-	(50)	(135)
Cobro por venta de activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	444
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(505.919)	(160.136)	(82.497)

ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN

Tomas de préstamos	288.128	99.568	77.177
Emisión de obligaciones negociables, neto de costos de emisión	253.461	53.751	-
Cancelación de préstamos	(439.878)	(139.489)	(108.119)
Pago de dividendos distribuidos en el ejercicio anterior	-	(513)	(5.231)
Pagos de pasivos por derecho de uso	(16.482)	(4.321)	(1.934)
Efectivo generado / (aplicado) por actividades de financiación	85.229	8.996	(38.107)

Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	40.907	13.538	(30.780)
--	---------------	---------------	-----------------

Variación en efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	3.673	(9.665)	18.689
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	40.907	13.538	(30.780)
Diferencias de conversión y resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo	3.674	(200)	2.426
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	48.254	3.673	(9.665)

Al 31 de diciembre de

	2024	2023	2022
Efectivo y equivalentes de efectivo	48.254	3.932	371
Descubiertos en cuenta corriente	-	(259)	(10.036)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	48.254	3.673	(9.665)

b) Indicadores financieros

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Emisora al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022. Dichos indicadores han sido calculados con datos extraídos de los Estados Financieros que se mencionan en el presente Prospecto, y deben ser leídos junto con dichos Estados Financieros.

	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Solvencia (i)	146,70%	125,81%	103,04%
Liquidez (ii)	84,50%	55,59%	80,11%

Inmovilización del capital (iii)	85,00%	84,70%	76,14%
Rentabilidad (iv)	26,20%	(6,22%)	16,14%

- (i) Solvencia: Patrimonio neto / Total del pasivo
(ii) Liquidez: Activo corriente / Pasivo corriente
(iii) Inmovilización de capital: Activo no corriente / Total del activo
(iv) Rentabilidad: Resultado del ejercicio / Patrimonio neto promedio

A continuación, se explican las principales variaciones de los indicadores financieros:

Solvencia:

El índice de solvencia se incrementó en 21 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2024 principalmente por el incremento de patrimonio producto del resultado del ejercicio, neto del aumento de las deudas bancarias y financieras de largo plazo.

Liquidez:

El índice de liquidez se incrementó en 29 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2024 principalmente por la refinanciación de las deudas bancarias y financieras corrientes por deuda de largo plazo.

Al 31 de diciembre de 2024 Tecpetrol presenta un capital de trabajo negativo de \$67.754 millones generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Sociedad cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Inmovilización del capital:

El índice de inmovilización de capital no tuvo una variación significativa en el ejercicio 2024.

Rentabilidad:

El índice de rentabilidad aumentó en 32 puntos en el ejercicio 2024 principalmente por el resultado del ejercicio (ganancia).

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Emisora al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluyendo su deuda de corto y largo plazo y patrimonio neto. Este cuadro debe leerse junto con “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera” en este Prospecto, así como con los Estados Financieros incluidos en otra sección de este Prospecto (Valores expresados en millones de pesos).

	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Endeudamiento de corto plazo (i)	174.921	237.895	71.003
Endeudamiento de largo plazo (i)	385.204	132.145	57.251
Total de endeudamiento (i) (ii)	560.125	370.040	128.254
Total del patrimonio neto	1.464.231	865.045	194.027
Capitalización total (iii)	2.024.356	1.235.085	322.281

- (i) La Emisora registra sus obligaciones de deuda en sus Estados Financieros de acuerdo con la suma de dinero recibida, menos los costos directos de transacción incurridos y las amortizaciones, más los intereses devengados al cierre del ejercicio.
- (ii) Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 el endeudamiento de la Emisora garantizado con garantía corporativa asciende a \$143.420 millones, \$240.576 millones y \$64.965 millones, respectivamente.
- (iii) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

El incremento de la capitalización total al 31 de diciembre del 2024 se explica por el incremento del endeudamiento en \$190.085 millones y por el incremento del patrimonio neto en \$599.186 millones.

El aumento del total de endeudamiento de la Emisora se explica principalmente por las tomas de préstamos para financiar las inversiones en Propiedades, Planta y Equipo, neto de las cancelaciones.

El aumento del patrimonio neto se explica principalmente por el resultado del ejercicio (ganancia) y el efecto de la conversión del patrimonio neto de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (pesos), debido a la variación del tipo de cambio.

De conformidad con el criterio interpretativo N°94 de la CNV, a continuación, se presenta información relativa a la capitalización y endeudamiento desde la presentación de los estados contables al 31 de diciembre de 2024 hasta la fecha del presente Prospecto.

Cifras expresadas en millones de pesos	Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2024	Al 7 de abril de 2025
Pagarés electrónicos	0	0
Cheques y diferidos (físicos y electrónicos)	0	0
Facturas de crédito	0	0
Cauciones	0	0
Deudas financieras bancarias	255.885	253.919
Obligaciones Negociables	297.685	718.738
Otras deudas de la Sociedad	0	0
Total	553.570	972.657

A la fecha del presente, la Sociedad no tiene previsto emitir pagarés electrónicos, cheques de pago diferido, cheques electrónicos, facturas de créditos u otorgar cauciones de manera significativa y que puedan afectar el cumplimiento de las obligaciones de la Sociedad.

Las cifras detalladas en el cuadro anterior no se encuentran auditadas. La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el Prospecto y/o en los respectivos Suplementos sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actual de la Emisora, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración. No se han producido variaciones entre el 7 de abril y la fecha del presente, que pudieran afectar significativamente la situación de endeudamiento de la Emisora.

El siguiente cuadro indica el vencimiento de capital de las obligaciones en los siguientes tramos desde el 31 de diciembre de 2024:

Cifras expresadas en millones de pesos	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
Pagarés electrónicos	-	-	-	-
Cheques y diferidos (físicos y electrónicos)	-	-	-	-
Facturas de crédito	-	-	-	-
Cauciones	-	-	-	-
Deudas financieras bancarias	52.244	46.459	47.631	109.551
Obligaciones Negociables	21.138	-	-	276.547
Otras deudas de la Sociedad	-	-	-	-

El siguiente cuadro indica el vencimiento de capital de las obligaciones en los siguientes tramos desde el 7 de abril de 2025:

Cifras expresadas en millones de pesos	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
Pagarés electrónicos	-	-	-	-
Cheques y diferidos (físicos y electrónicos)	-	-	-	-
Facturas de crédito	-	-	-	-
Cauciones	-	-	-	-
Deudas financieras bancarias	31.191	24.831	114.222	83.676
Obligaciones Negociables	-	-	-	718.738
Otras deudas de la Sociedad	-	-	-	-

Las cifras detalladas en los cuadros anteriores no se encuentran auditadas.

La variación porcentual del capital de la deuda bancaria y financiera respecto del activo total, del pasivo total, del patrimonio neto y del resultado de los últimos 12 meses al 31 de diciembre de 2024 fue de 22 %, 55%, 38% y 74%, respectivamente.

A la fecha del Prospecto, y manteniendo los valores del activo total, pasivo total, patrimonio neto y resultado de los últimos 12 meses al 31 de diciembre de 2024, dichas variaciones porcentuales respecto a la deuda financiera a la fecha ascienden a 40 %, 97%, 66% y 130%, respectivamente. El aumento de las variaciones porcentuales en 17%, 42%, 29% y 56% respectivamente se debe a un incremento en el endeudamiento a la fecha del prospecto, el cual se explica principalmente por la emisión de nuevas obligaciones negociables y tomas de préstamos bancarios, compensada parcialmente por cancelaciones de capital de obligaciones negociables y deudas bancarias.

d) Capital Social

Para mayor información, véase “Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – b) Accionistas Principales” del presente Prospecto.

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

e) Cambios significativos

No han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los Estados Financieros Auditados de la Compañía por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

El siguiente análisis debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este Prospecto.

a.- Resultado Operativo

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestros resultados operativos se ven afectados principalmente por las condiciones económicas en Argentina, cambios en las regulaciones gubernamentales, cambios en los precios y la demanda de petróleo y gas y productos derivados, y fluctuaciones en nuestros costos de ventas y gastos de operación.

Condiciones económicas argentinas

Dado que nuestras operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina, estamos afectados por las condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo la inflación y las fluctuaciones de los tipos de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas y que pueda llegar a adoptar el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio por lo cual la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos que afecten las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país no afecten los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Regulaciones cambiarias e impacto en la Emisora:

Por otro lado, el Banco Central impuso restricciones cambiarias, las cuales afectan también el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial. Estas medidas tendientes a restringir el acceso al mercado cambiario a fin de contener la demanda de dólares, implican la autorización previa del BCRA a ciertas transacciones y la refinanciación de ciertas deudas, siendo de aplicación para la Emisora principalmente las relacionadas al pago de capital de préstamos financieros otorgados por no residentes y la cancelación de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera.

Adicionalmente, el régimen cambiario ya determinaba como obligatorio el ingreso y liquidación a moneda nacional de los fondos obtenidos como resultado, entre otras, de las operaciones de exportación de bienes y servicios. Estas restricciones cambiarias, o las que se dicten en el futuro, podrían afectar la capacidad de la Emisora para acceder al mercado libre de cambios para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones financieras.

Para mayor información, véase “Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina” del presente Prospecto.

Precios del Petróleo y Gas

Precio del Petróleo

Los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de nuestro negocio son susceptibles 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 normativos, económicos y de política gubernamental, los precios del petróleo en Argentina han quedado en varias oportunidades, en el pasado desfasados respecto de los precios vigentes en el mercado internacional. Además, con el fin de asegurar la oferta interna y aumentar los ingresos del gobierno, el gobierno argentino ha impuesto altos derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que han impedido a las empresas beneficiarse de aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo siguen sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, que exige que los productores demuestren que se ha satisfecho la demanda local antes de emitir el permiso que habilita la exportación. Esto ha provocado en los últimos años que, en algunas ocasiones, los precios del petróleo en el mercado doméstico queden desconectados de los precios internacionales y se fijen en relación a los precios en dólares de los combustibles en el mercado doméstico.

Para una descripción de estos programas, remitirse a “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad” del presente Prospecto.

Véase “Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas” del

presente Prospecto.

Precios y Subsidios de Gas

Desde 2004, el precio del gas natural en la Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas gubernamentales destinadas a asegurar la oferta interna a precios asequibles. De acuerdo con las modificaciones de la normativa argentina, los productores de gas debieron vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer las necesidades del mercado interno regulado, también conocido como demanda prioritaria, a precios establecidos por las autoridades competentes. A su vez, los productores de gas sólo pudieron vender su excedente de producción de gas en el mercado desregulado, ya sea en Argentina o eventualmente, y sujeto al cumplimiento de determinados requisitos, a través de exportaciones. Históricamente, los precios del gas en el mercado regulado han quedado muy por detrás de los precios en los mercados desregulados y regionales.

En línea con su estrategia para asegurar la demanda interna, en los últimos quince años el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han resultado en restricciones a la exportación de gas natural de Argentina. A partir de la implementación del Plan.Gas.Ar y del aumento de la oferta de gas natural, las exportaciones de gas a Chile se han incrementado y se encuentran sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, tanto en condición firme de corto plazo (período estacional) y como en condiciones interrumpibles. Para más información sobre el marco regulatorio del gas natural, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad – La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*.

Desde 2004, debido a la fijación de precios y restricciones a la exportación, la Argentina ha enfrentado un importante déficit energético y ha dependido en gran medida de la importación de gas para satisfacer su oferta interna. Como resultado de este déficit y de la brecha entre los precios regionales y los aranceles locales en los mercados argentinos regulados y desregulados de gas, el gobierno argentino ha creado ciertos programas de estímulo. Para más información, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad –Gas Natural"* de este Prospecto. Dado que los precios y el estímulo del gas están vinculados a los dólares estadounidenses pero pagaderos en pesos al tipo de cambio promedio del mes en que se calcula la compensación, cualquier retraso en los pagos nos somete a los riesgos de inflación y devaluación de la moneda. Además, los pagos de subsidios nos sujetan al riesgo de que el gobierno decida hacer pagos no monetarios, como los pagos con bonos del gobierno.

Programa de Exploración y Desarrollo

La Emisora está comprometida con el crecimiento sostenido del negocio invirtiendo en actividades de exploración y desarrollo dentro de las áreas en las que opera. En ese sentido en julio de 2016, se obtuvo la concesión para la explotación del área de Fortín de Piedra dentro del reservorio de Vaca Muerta (provincia de Neuquén), un reservorio de clase mundial de alta productividad en pozos horizontales multifracturados. Alentada por el marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, el directorio de la Emisora aprobó un plan de inversión para la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en el área de Fortín de Piedra, que incluía no solo la perforación de pozos, sino también la construcción de facilidades de transporte y tratamiento.

Con fecha 14 de agosto de 2018, se otorgó a la Sociedad un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta

de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta linderera con otras áreas de operadas por la Sociedad en dicha provincia.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. TECPETROL S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD, a través de su controlada. Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales. Debido a las demoras en la adjudicación de las concesiones ambientales de los contratos offshore, en noviembre de 2021 se solicitó a la Secretaría de Energía la suspensión por dos años de la Primera Etapa del Período de Exploración, la cual fue otorgada por Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación. Al final de la primera fase del período de exploración en octubre de 2025 (“Primera Etapa del Período de Exploración”) la SE debe ser notificada acerca de si el área continuará siendo explorada o será completamente revertida.

Al 31 de diciembre de 2024, se han perforado 167 pozos, se han instalado plantas de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 24 millones de m³ por día, la construcción de un gasoducto de 36”/24” hasta Tratayén con una extensión de 58 km (que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS), se ha construido un oleoducto de 8” hasta Loma Campana con una extensión de 43 km, se ha participado en la construcción de un oleoducto de 18” y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, se ha desarrollado una toma de agua en el Río Neuquén, y se ha instalado 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del yacimiento. Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad invirtió más de U.S.\$3.800 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra. Las entregas de gas en el período anual finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de 17,7 millones de m³ por día en promedio, alcanzando un pico de 24 millones de m³ por día, siendo uno de los principales yacimientos productores de gas del país

En la concesión no convencional obtenida a finales de 2022, Puesto Parada, se han realizado al cierre de 2023 la perforación y terminación de 3 pozos appraisal, en profundidades cercanas a 2.300 metros con rama horizontal de 2.300 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 133 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en producción. Asimismo, se lanzó la ampliación de la planta de procesamiento existente en Los Bastos para incrementar su capacidad de procesamiento a un estimado de 1000 m³/d. Al 31 de diciembre de 2024, se perforaron ocho pozos adicionales a profundidades de aproximadamente 2.300 metros con rama horizontal de 3.500 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 332 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en producción, junto con los otros pozos perforados a la fecha en el área. En Los Toldos II Este se llevó a cabo durante 2023 la perforación y terminación de 2 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en profundidades cercanas a 2.600 metros con rama horizontal de 2100 metros, en los cuales se realizaron 77 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en producción, junto con los otros 3 pozos perforados a la fecha en el

área. En Los Toldos I Norte se llevó a cabo la perforación y terminación (en 2024) de 4 pozos appraisal con objetivo de shale gas en Vaca Muerta, en profundidades cercanas a 3.000 metros con rama horizontal de 1.700 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 73 etapas de fracturas. Los pozos fueron puestos en producción en el primer trimestre 2024 y se encuentran en producción desde entonces.

Estacionalidad

La demanda en el mercado de gas natural argentino es por naturaleza estacional, siendo mayor durante los meses de frío en el invierno y menor durante los meses más cálidos de verano. Debido a esta estacionalidad, los precios de comercialización del hidrocarburo en el mercado interno suelen acompañar esta dinámica, los cuales normalmente aumentan en el período invernal debido a la falta de excedentes de gas disponible para distribución en el mercado y caen en el período estival debido a excedentes de oferta.

Regalías

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están obligados a pagar regalías al gobierno nacional o al gobierno provincial, dependiendo de dónde se produzcan los hidrocarburos. Las regalías se pagan sobre el valor de la producción de petróleo crudo y gas natural calculado al precio en boca de pozo, con una tasa del 15% para los permisos de exploración y del 12% para las concesiones de explotación. Además, en algunos casos, se puede acordar con las autoridades gubernamentales un aumento de hasta un 3% adicional por cada fase de extensión de las concesiones, con un límite máximo del 18%.

Conforme a la Ley de Hidrocarburos recientemente modificada, para la obtención de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación, las regalías a pagar responden al monto ofrecido en los respectivos procesos de licitación. El precio en boca de pozo se calcula en función del volumen y el precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de tratamiento, transporte, almacenamiento y otras deducciones.

Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora – c) Descripción de las actividades y negocios – Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares*” del presente Prospecto.

Competencia

La Emisora compite con importantes empresas de hidrocarburos internacionales y con otras empresas de hidrocarburos del ámbito nacional para adquirir permisos de exploración y concesiones de producción, como también para conformar nuevos *joint ventures*.

Los recientes cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos a través de la Ley N° 27.007 limitan la posibilidad de las empresas de hidrocarburos formadas por las provincias argentinas de poseer futuros derechos exclusivos en permisos y concesiones, lo cual fomenta la competencia en el sector de petróleo y gas de Argentina. Durante los últimos años, se han aprobado algunas medidas, entre ellas, el Programa de Estímulo al Gas Natural, en pos de fomentar el desarrollo de la industria, lo cual incrementó la competencia en el sector. Para mayor información, véase “*Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas- Las restricciones a la exportación han afectado y pueden seguir afectando nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones*”.

La Emisora también está expuesta a competencia en plataformas de perforación y la disponibilidad de los equipos relacionados. Por lo general, cuando los precios del gas natural son altos, aumenta la demanda de plataformas, suministros, servicios, equipos y mano de obra de perforación, pudiendo generar escasez o incrementos en los costos de equipos, servicios y personal de perforación. Remítase a “*Capítulo VI. Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el*

negocio de petróleo y gas – La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos” de este Prospecto.

Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022

Resumen de Resultados (valores expresados en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	1.278.464	382.666	172.198
Costos operativos	(905.569)	(304.264)	(113.028)
Margen bruto	372.895	78.402	59.170
Gastos de comercialización	(92.348)	(23.041)	(8.653)
Gastos de administración	(105.433)	(32.273)	(11.853)
Costos de exploración y evaluación	(1.744)	(872)	(2.493)
Otros ingresos operativos	4.139	1.460	1.070
Otros egresos operativos	(2.616)	(482)	(13)
Resultado operativo	174.893	23.194	37.228
Ingresos financieros	28.274	12.173	4.900
Costos financieros	(93.926)	(86.869)	(11.245)
Otros resultados financieros netos	16.474	67.881	(13.640)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	125.715	16.379	17.243
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	1.567	745	151
Resultado antes del impuesto a las ganancias	127.282	17.124	17.394
Impuesto a las ganancias	177.900	(50.055)	6.488
Resultado del ejercicio	305.182	(32.931)	23.882
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	305.182	(32.931)	23.882

Los Estados Financieros son preparados en base a las partidas registradas en la moneda funcional (dólar estadounidense “USD”) y se convierten a la moneda de presentación del siguiente modo: (i) los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio vigente en el MLC al cierre de cada período/ejercicio y (ii) los resultados se convierten al tipo de cambio promedio según el MLC de cada período. Dicha conversión de activos, pasivos y resultados a los tipos de cambios mencionados anteriormente podría afectar la comparabilidad de la información.

El tipo de cambio (TC) del peso argentino respecto al dólar estadounidense en los ejercicios analizados fue el siguiente:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
TC inicio del ejercicio	808,45	177,16	102,72
TC cierre del ejercicio	1.032,00	808,45	177,16
TC promedio del primer trimestre	834,07	192,45	106,61
TC promedio del segundo trimestre	885,86	231,93	118,05
TC promedio del tercer trimestre	940,91	313,57	135,76
TC promedio del cuarto trimestre	1.000,92	448,41	162,93

2024/2023

La variación del resultado operativo del ejercicio 2024 por \$151.699 millones comparado con el ejercicio anterior, se explica principalmente por: i) mayor producción y precios levemente superiores a los del año anterior; ii) menores depreciaciones de propiedades, planta y equipos dado por mayores reservas; iii) un aumento de las actividades de mantenimiento de pozos; y iv) la desvalorización de ciertos créditos comerciales y el Plan Gas.Ar por cobranza con bonos soberanos cuyo valor de mercado resultó menor al nominal.

El resultado neto del ejercicio 2024 arrojó una ganancia de \$305.182 millones comparado con una pérdida de \$32.931 millones para el ejercicio 2023. Dicha variación se explica principalmente por: (i) la variación del resultado operativo antes mencionado; (ii) mayores resultados financieros netos (pérdida) por el efecto de la devaluación en el ejercicio 2023 y una menor brecha entre tipos de cambio en el ejercicio 2024 que reduce el resultado positivo por la liquidación de divisas de exportaciones, lo cual fue parcialmente compensado por menores intereses perdidos medidos en dólares estadounidenses y el resultado por tenencia de otras inversiones (positivo en el presente ejercicio versus un resultado negativo en el ejercicio 2023); y (iii) por la variación del resultado por impuesto a las ganancias (positivo en el presente período versus un resultado negativo en el ejercicio 2023) por la actualización de los saldos fiscales y su posterior conversión a dólares estadounidenses a efectos del cálculo del impuesto diferido. En el ejercicio 2024 la inflación fue de 117,8%, mientras que la devaluación fue de 27,7% (en el ejercicio 2023 la inflación fue de 211% y la devaluación fue de 356%).

2023/2022

La disminución del resultado operativo del ejercicio 2023 por \$14.034 millones comparado con el ejercicio anterior, se explica principalmente por: (i) el aumento de las depreciaciones de propiedades, planta y equipos, (ii) los cargos por desvalorización de propiedades, planta y equipos reconocidos en el presente ejercicio en las áreas El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y Loma Ancha, (iii) el incremento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses y (iv) el incremento de los cargos por almacenaje y transporte.

El resultado neto del ejercicio 2023 arrojó una pérdida de \$32.931 millones comparado con una ganancia de \$23.882 millones para el ejercicio 2022. Dicha variación se explica principalmente por: (i) la disminución del resultado operativo antes mencionada, (ii) mejores resultados financieros netos generados por las diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos (positivo en el presente período versus un resultado negativo en el mismo período del 2022), parcialmente compensado por un aumento de los intereses perdidos producto del cambio de moneda de ciertas deudas financieras que genera en el presente período un mayor costo de financiamiento y el resultado por la tenencia de otras inversiones y (iii) por la variación del resultado por impuesto a las ganancias por la actualización de los saldos fiscales y su posterior conversión a dólares estadounidenses a efectos del cálculo del impuesto diferido. En el ejercicio 2023 la inflación fue de 211%, mientras que la devaluación fue de 356% (en el ejercicio 2022 la inflación fue de 94,8% y la devaluación fue de 72,5%).

Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo

La siguiente tabla muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora en Argentina para los ejercicios indicados:

**Por el ejercicio
finalizado el
31 de diciembre de**

Variación	%
-----------	---

	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m ³ de petróleo y gas)	7.281	6.892	6.757	389	135	6%	2%
Mercado interno	6.509	6.085	5.993	424	92	7%	2%
Mercado externo	772	807	764	(35)	43	(4%)	6%
Producción de petróleo (miles de m3)	920	854	688	66	166	8%	24%
Producción de gas (millones de m3)	6.361	6.038	6.069	323	(31)	5%	(1%)
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	74,86	76,34	94,10	(1,48)	(17,76)	(2%)	(19%)
Crudo medanito (U\$S / bbl)	74,31	70,75	75,20	3,56	(4,45)	5%	(6%)
Gas (U\$S/MMbtu)	3,75	3,74	3,81	0,01	(0,07)	0%	(2%)

(*) Equivalencia volumétrica (1.000 m³ de gas = 1 m³ de petróleo)

Ingresos por ventas

Los ingresos de la Emisora se componen de la venta de gas proveniente de los yacimientos de las cuencas Neuquina y Noroeste, de crudo escalante proveniente de la cuenca Golfo San Jorge y de crudo medanito proveniente de la cuenca Neuquina.

Los ingresos por la venta de crudo escalante y medanito estuvieron sujetos parcialmente a la variación de los precios internacionales, considerando que parte de la producción fue exportada. Las ventas en el mercado interno se realizaron a precios acordados entre productores y refinadores inferiores a la paridad de exportación para los volúmenes habituales y en niveles de paridad exportación para los volúmenes adicionales.

Los precios de gas en los segmentos industrial, gas natural comprimido y de exportación, se pactaron entre las partes a través de negociaciones directas y fueron afectados por el momento del año en que se concretaron las entregas. En el caso de exportación, la Secretaría de Energía de la Nación estableció precios mínimos. Las ventas para el mercado residencial y de generación, se realizaron dentro del marco de lo establecido en el “Concurso Público Nacional – plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento Interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028 dispuesto por el Decreto N° 892/20 (con las modificaciones establecidas por el DNU 730/22) y la Resolución N°

317/2020 de la Secretaría de Energía de la Nación” (en adelante “Plan Gas.Ar”), con excepción de las subastas para suministro de gas interrumpible.

Asimismo, los ingresos por ventas de la Emisora en los ejercicios informados incluyen estímulos otorgados por el gobierno argentino en el marco del Plan Gas.AR.

La siguiente tabla muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Gas	878.769	260.677	120.880	618.092	139.797	237%	116%
Crudo Escalante	75.255	32.607	16.137	42.648	16.470	131%	102%
Crudo Medanito	321.008	87.131	34.400	233.877	52.731	268%	153%
Servicios	3.432	2.251	781	1.181	1.470	52%	188%
Ingresos por ventas	1.278.464	382.666	172.198	895.798	210.468	234%	122%

2024/2023

Los ingresos por ventas del ejercicio 2024 ascendieron a \$1.278.464 millones, aumentando respecto del año anterior principalmente por un incremento de las cantidades despachadas de gas y del precio promedio de venta crudo.

Durante el año 2024, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 17,4 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 5% mayor a la del año 2023, que ascendió a 16,5 millones m³/día.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 920 mil m³ (correspondiendo un 18% a crudo escalante y el 82% restante a crudo medanito), representando un incremento del 8% respecto a la producción del año anterior.

Los ingresos por venta de gas aumentaron \$618.092 millones, debido principalmente por un incremento de las cantidades despachadas.

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$42.648 millones debido principalmente a la variación del tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense utilizado para convertir los

estados financieros a moneda de presentación, parcialmente compensado por una disminución de las cantidades despachadas y de los precios promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo medianito aumentaron \$233.877 millones producto principalmente del incremento de las cantidades despachadas y de los precios promedio de venta.

2023/2022

Los ingresos por ventas del ejercicio 2023 ascendieron a \$382.666 millones, aumentando respecto del año anterior principalmente por un incremento en las cantidades despachadas de crudo, pese a la disminución en los precios promedio de venta de crudo y gas.

Durante el año 2023, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 16,5 millones m³/día, siendo el acumulado anual levemente inferior al año 2022, que ascendió a 16,6 millones m³/día.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 854 mil m³ (correspondiendo un 23% a crudo escalante y el 77% restante a crudo medianito), representando un aumento del 24% respecto de la producción del año anterior como consecuencia del desarrollo del shale oil en los yacimientos de Vaca Muerta.

Los ingresos por venta de gas aumentaron \$139.797 millones, debido principalmente al efecto de la conversión a pesos argentinos, parcialmente compensado una disminución en el precio promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$16.470 millones debido a un incremento de las cantidades despachadas en la cuenca Golfo San Jorge, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo medianito aumentaron \$52.731 millones producto principalmente del incremento de las cantidades despachadas, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de venta.

Costos operativos

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los costos operativos de la Emisora para los ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Costos laborales	(60.763)	(17.909)	(7.527)	(42.854)	(10.382)	239%	138%
Honorarios y servicios	(7.483)	(2.743)	(1.004)	(4.740)	(1.739)	173%	173%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	(124.177)	(31.866)	(14.163)	(92.311)	(17.703)	290%	125%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	(425.267)	(158.946)	(59.586)	(266.321)	(99.360)	168%	167%
Desvalorización de propiedades, planta y equipos	(77.755)	(32.154)	(2.965)	(45.601)	(29.189)	142%	984%
Depreciación de activos por derecho de uso	(17.263)	(3.519)	(1.026)	(13.744)	(2.493)	391%	243%
Acondicionamiento y almacenaje	(9.067)	(2.042)	(762)	(7.025)	(1.280)	344%	168%
Regalías y otros impuestos	(147.447)	(42.323)	(19.484)	(105.124)	(22.839)	248%	117%
Otros, compras y consumos de stock	(36.347)	(12.762)	(6.511)	(23.585)	(6.251)	185%	96%
Costos operativos	(905.569)	(304.264)	(113.028)	(601.305)	(191.236)	198%	169%

2024/2023

Los costos operativos totalizaron \$905.569 millones en el ejercicio 2024, comparado con \$304.264 millones registrados en el año 2023. La variación respecto al año anterior se debe a: i) la variación del tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense utilizado para convertir los estados financieros a moneda de presentación; ii) menores depreciaciones de propiedades, planta y equipos principalmente por un incremento de reservas; iii) los cargos por desvalorización de propiedades, planta y equipos reconocidos en el ejercicio 2024 y 2023 principalmente en las áreas El Tordillo y La Tapera - Puesto Quiroga, Loma Ancha y Aguara Güe; iv) mayores cargos por regalías asociados al incremento de producción y v) un aumento de las actividades de mantenimiento de pozos .

2023/2022

Los costos operativos totalizaron \$304.264 millones en el ejercicio 2023, comparado con \$113.028 millones registrados en el año 2022. Dicho aumento es explicado principalmente por el incremento de las depreciaciones de propiedades, planta y equipos y los cargos por desvalorización de propiedades, planta y equipos reconocidos en el presente ejercicio en las áreas El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y Loma Ancha y por el aumento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses.

Gastos de comercialización

La siguiente tabla muestra los gastos de comercialización para los ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Impuestos y derechos	(43.766)	(13.464)	(5.920)	(30.302)	(7.544)	225%	127%
Almacenaje y transporte	(31.201)	(9.381)	(2.922)	(21.820)	(6.459)	233%	221%
(Carga) / Recupero de provisión para créditos incobrables	(17.215)	(131)	191	(17.084)	(322)	13041%	(169%)
Otros cargos	(166)	(65)	(2)	(101)	(63)	155%	3150%
	(92.348)	(23.041)	(8.653)	(69.307)	(14.388)	301%	166%

2024/2023

Los gastos de comercialización del ejercicio 2024 fueron de \$92.348 millones, comparado con \$23.041 millones del ejercicio 2023. La variación respecto al año anterior se debe principalmente al incremento del cargo por provisión para créditos incobrables por el cobro de ciertos créditos comerciales y el Plan Gas.Ar con bonos soberanos cuyo valor de mercado resultó menor al nominal y al aumento de los cargos por almacenaje y transporte e impuestos.

2023/2022

Los gastos de comercialización del ejercicio 2023 fueron de \$23.041 millones, comparado con \$8.653 millones del ejercicio 2022. La variación se debe principalmente al incremento de los cargos por almacenaje y transporte.

Gastos de administración

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Emisora para

los ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Costos laborales	(62.896)	(21.510)	(7.636)	(41.386)	(13.874)	192%	182%
Honorarios y servicios	(15.389)	(4.661)	(1.590)	(10.728)	(3.071)	230%	193%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	(3.426)	(736)	(243)	(2.690)	(493)	365%	203%
Depreciación de activos por derecho de uso	(1.649)	(620)	(193)	(1.029)	(427)	166%	221%
Impuestos	(20.225)	(5.223)	(2.439)	(15.002)	(2.784)	287%	114%
Gastos de oficina	(13.183)	(3.812)	(1.307)	(9.371)	(2.505)	246%	192%
Reembolsos de gastos	11.335	4.289	1.555	7.046	2.734	164%	176%
Gastos de administración	(105.433)	(32.273)	(11.853)	(73.160)	(20.420)	227%	172%

Los reembolsos de gastos incluyen los cargos facturados por la Emisora por asistencia técnica y *overhead* y no son pasibles de asociación o prorratio respecto de cada concepto antes detallado, sino con el conjunto de tareas que constituyen la función del operador.

2024/2023

Los gastos de administración para el ejercicio 2024 ascendieron a \$105.433 millones comparado con los \$32.273 millones para el ejercicio 2023. La variación se debe principalmente al incremento de impuestos, parcialmente compensado por una disminución de los costos laborales medidos en dólares estadounidenses.

2023/2022

Los gastos de administración para el ejercicio 2023 ascendieron a \$32.273 millones comparado con los \$11.853 millones para el ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de \$20.420 millones. La variación se debe principalmente al incremento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses.

Costos de exploración y evaluación

Los costos de exploración y evaluación de un área y los costos de perforación de pozos exploratorios se activan inicialmente, hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En el caso de áreas exclusivamente exploratorias, estos costos incluyen estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad. Posteriormente, si se determina que los resultados no son exitosos, los mencionados costos se imputan al estado de resultados.

Los costos de exploración y evaluación en los ejercicios 2024, 2023 y 2022 ascendieron a \$1.744 millones, \$872 millones y \$2.493 millones, respectivamente.

En el ejercicio 2024 y 2023, incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Neuquina, mientras que en el ejercicio 2022 incluye principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Golfo San Jorge.

Resultados financieros netos

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los resultados financieros de la Emisora para los

ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2024	2023	2022	24/23	23/22	24/23	23/22
Dividendos ganados	2.080	730	466	1.350	264	185%	57%
Intereses ganados	26.194	11.443	4.434	14.751	7.009	129%	158%
Ingresos financieros	28.274	12.173	4.900	16.101	7.273	132%	148%
Intereses perdidos	(93.926)	(86.869)	(11.245)	(7.057)	(75.624)	8%	673%
Costos financieros	(93.926)	(86.869)	(11.245)	(7.057)	(75.624)	8%	673%
Resultado neto por diferencia de cambio	(23.414)	68.373	(17.894)	(91.787)	86.267	(134%)	(482%)
Resultado por operaciones de compra-venta con valores negociables (*)	14.672	13.206	-	1.466	13.206	11%	100%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados	(131)	-	(2.176)	(131)	2.176	(100%)	(100%)
Resultado por tenencia de otras inversiones	26.093	(13.329)	6.656	39.422	(19.985)	(296%)	(300%)
Otros resultados financieros netos	(746)	(369)	(226)	(377)	(143)	102%	63%
Otros resultados financieros netos	16.474	67.881	(13.640)	(51.407)	81.521	(76%)	(598%)
Resultados financieros netos	(49.178)	(6.815)	(19.985)	(42.363)	13.170	622%	(66%)

(*) Corresponde a la liquidación de divisas provenientes de exportaciones en el marco de la Resolución N° 808/2023 de la Secretaría de Energía posteriormente prorrogada y el Decreto N° 28/2023.

2024/2023

Los resultados financieros netos del ejercicio 2024 arrojaron una pérdida de \$49.178 millones, comparado con una pérdida de \$6.815 millones en el ejercicio anterior. La variación respecto al año anterior se debe principalmente a: i) el cargo neto por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos (negativo en el presente ejercicio versus un resultado positivo en el ejercicio 2023); ii) un menor resultado positivo por la liquidación de divisas de exportaciones en el marco de la Resolución N° 808/2023 de la Secretaría de Energía (posteriormente prorrogada) y el Decreto N° 28/2023; iii) menores intereses perdidos medidos en dólares estadounidenses y iv) al resultado por tenencia de otras inversiones (positivo en el presente ejercicio versus un resultado negativo en el ejercicio 2023).

2023/2022

Los resultados financieros netos del ejercicio 2023 arrojaron una pérdida de \$6.815 millones, comparado con una pérdida de \$19.985 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente al resultado neto generado por las deudas en pesos argentinos como diferencia de cambio (positivo en el presente ejercicio versus un resultado negativo en el año 2022), neto de un mayor costo de financiamiento por el cambio de moneda de ciertas deudas y al resultado por la tenencia de otras inversiones.

Flujo de Efectivo (valores expresados en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	3.673	(9.665)	18.689
Diferencias de conversión y resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo	3.674	(200)	2.426
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	48.254	3.673	(9.665)

Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	40.907	13.538	(30.780)
Efectivo generado por actividades operativas	461.597	164.678	89.824
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(505.919)	(160.136)	(82.497)
Efectivo generado por / (aplicado a) actividades de financiación	85.229	8.996	(38.107)
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	40.907	13.538	(30.780)

El efectivo neto generado por las actividades operativas en los años 2024, 2023 y 2022 fue de \$461.597 millones, \$164.678 millones y \$89.824 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024 Tecpetrol presenta un capital de trabajo negativo de \$67.754 millones generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Sociedad cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Durante los ejercicios 2024 y 2023 la Emisora ha contado con flujos de fondos provenientes de sus actividades ordinarias, del financiamiento bancario, préstamos otorgados por sociedades relacionadas y de la emisión de obligaciones negociables (ONs), mientras que durante el año 2022 la Emisora ha contado con flujo de fondos provenientes de sus actividades ordinarias y de financiamiento bancario.

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 las deudas bancarias y financieras de la Sociedad ascienden a \$560.125 millones, \$370.040 millones y \$128.254 millones, respectivamente, y el patrimonio neto asciende a \$1.464.231 millones, \$865.045 millones y \$194.027 millones.

Al 31 de diciembre de 2024 se mantienen vigentes las restricciones de acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) y el régimen de impuestos a las importaciones y retenciones a las exportaciones, permitiendo a los exportadores liquidar un 20% de las divisas a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Adicionalmente, durante enero de 2025, la Sociedad emitió la ON Clase 10 por un valor nominal de USD 400 millones que devenga intereses a una tasa de 7,625% con vencimiento final en enero de 2033. Los intereses serán pagaderos en forma semestral y el capital será cancelado en tres cuotas anuales consecutivas del 33% en enero de 2031, 33% en enero de 2032 y 34% al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tienen como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo, la refinanciación de pasivos, contribuciones de capital y/o financiamiento de actividades comerciales de algunas de nuestras subsidiarias o empresas vinculadas, y/o necesidades generales de financiación relacionadas con las actividades comerciales de la Sociedad.

En los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Emisora no ha distribuido dividendos, mientras que durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 se distribuyeron dividendos por un total de \$ 12.576 millones (\$6.832 en especie y \$5.744 en efectivo).

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los ejercicios 2024, 2023 y 2022 ascendieron a \$609.517 millones, \$198.425 millones y \$96.950 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al área Fortín de Piedra.

Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de la deuda bancaria y financiera de la Emisora pendientes al 31 de diciembre de 2024:

Préstamos y Bonos	Capital pendiente de pago al 31 de diciembre de 2024 (en millones de U.S.\$)	Moneda del Contrato	Fecha	Vencimiento
Contrato de préstamo sindicado	138,46	U.S.\$	17 de octubre de 2022	28 de abril de 2026
Obligaciones Negociables Clase 6	20,48	\$	13 de julio de 2023	13 de enero de 2025
Obligaciones Negociables Clase 7	120	U.S.\$	22 de abril de 2024	22 de abril de 2026
Obligaciones Negociables Clase 8	67,43	U.S.\$	24 de octubre de 2024	24 de octubre de 2027
Obligaciones Negociables Clase 9	80,54	U.S.\$	24 de octubre de 2024	24 de octubre de 2029
Banco Santander Argentina S.A.	60	U.S.\$	18 de enero de 2024	19 de enero de 2026
Banco Macro S.A.	12,55	U.S.\$	23 de febrero de 2024	22 de febrero de 2025
Banco de la Ciudad de Buenos Aires S.A.	15	U.S.\$	29 de febrero de 2024	28 de febrero de 2025
Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	10	U.S.\$	13 de marzo de 2024	08 de marzo de 2025
Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	11,94	U.S.\$	26 de marzo de 2024	21 de Abril de 2025
Total.....	536,4			

Al 31 de diciembre de 2024, cumplimos los compromisos financieros de nuestros instrumentos de deuda.

Contrato de préstamo sindicado

El 17 de octubre de 2022, la empresa suscribió un contrato de préstamo sindicado con Itaú Unibanco S.A. – Sucursal de Nassau y Banco Santander S.A. por un importe de U.S.\$300 millones, el cual fue desembolsado en su totalidad el día 28 de octubre de 2022. La amortización de capital se realiza en 13 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 6 desde la fecha del desembolso, venciendo la última cuota el día 28 de abril de 2026. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa Term SOFR más un margen de 2,15% por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha de este Prospecto es de U.S.\$ 115.384.615,36.

Emisiones de obligaciones negociables en el marco del Programa:

- Obligaciones Negociables Clase 6:

Con fecha 13 de julio de 2023, la Emisora emitió Obligaciones Negociables Clase 6 por un valor nominal de \$21.138 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 3% y cuyo vencimiento opera el 13 de enero de 2025. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs se utilizaron principalmente para inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos. A la fecha del presente Prospecto, esta obligación negociable ha sido cancelada en su totalidad.

- Obligaciones Negociables Clase 7:

El 22 de abril de 2024, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 7 por un valor de U.S.\$120 millones, con un precio de emisión del 100% y vencimiento el 22 de abril de 2026, a una tasa de interés fija del 5,98%. Los intereses serán pagaderos semestralmente y el capital es pagadero en su totalidad al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs se utilizaron principalmente para inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

- Obligaciones Negociables Clase 8:

Con fecha 24 de octubre de 2024, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 8 por un valor de U.S.\$67.430.342, con un precio de emisión del 100%, con vencimiento el 24 de octubre de 2027, a una tasa de interés fija del 5%. Los intereses serán pagaderos semestralmente y el capital es pagadero en su totalidad al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs se utilizaron principalmente para inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

- Obligaciones Negociables Clase 9:

Con fecha 24 de octubre de 2024, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 9 por un valor de U.S.\$80.541.942, con un precio de emisión del 100%, con vencimiento el 24 de octubre de 2029, a una tasa de interés fija del 6,8%. Los intereses serán pagaderos semestralmente y el capital es pagadero en su totalidad al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs se utilizaron principalmente para inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

Prefinanciación de exportaciones

- Banco Santander Argentina S.A.

Con fecha 18 de enero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Santander Argentina S.A. por la suma de U.S.\$60 millones, a una tasa fija de 4,80% por año, con pago de intereses semestrales y vencimiento el 19 de enero de 2026.

- Banco Macro S.A.

Con fecha 23 de febrero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Macro S.A. por la suma de U.S.\$30 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con un plazo de 365 días y con pago de intereses y capital al vencimiento. A la fecha del presente Prospecto, esta prefinanciación de exportaciones ha sido cancelada en su totalidad.

- Banco de la Ciudad de Buenos Aires

Con fecha 29 de febrero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Ciudad de Buenos Aires por la suma de U.S.\$15 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con pago de intereses y capital al vencimiento el 28 de febrero de 2025. A la fecha del presente Prospecto, esta prefinanciación de exportaciones ha sido cancelada en su totalidad.

- Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Con fecha 13 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por la suma de U.S.\$10 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con un plazo de 360 días y con pago de intereses y capital al vencimiento. A la fecha del presente Prospecto, esta prefinanciación de exportaciones ha sido cancelada en su totalidad.

- Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Con fecha 26 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por la suma de U.S.\$20 millones, a una tasa fija del 3,05% por año, con un plazo de 269 días, con pago de intereses y capital al vencimiento el 20 de diciembre de 2024. En dicha fecha se prorrogó el plazo de vencimiento hasta el 21 de abril de 2025; no obstante ello, el monto de capital

pendiente de pago no sufrió variaciones. La Emisora ha cancelado parcialmente esta financiación y el saldo a la fecha del presente Prospecto es de U.S.\$ 5.911.095,23.

Deuda contraída recientemente

Desde el 31 de diciembre de 2024, la Emisora ha contraído los siguientes acuerdos de deuda financiera:

- Obligaciones Negociables Clase 10:

Con fecha 22 de enero de 2025, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 10 por un valor de U.S.\$400.000.000, con un precio de emisión del 100%, con vencimiento el 22 de enero de 2033, a una tasa de interés fija del 7,625%. Los intereses serán pagaderos semestralmente y el capital es pagadero en 3 (tres) cuotas anuales consecutivas, de acuerdo al siguiente esquema: 33% el 22 de enero de 2031, 33% el 22 de enero de 2032 y un 34% el 22 de enero de 2033. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs se utilizaron principalmente para (i) el pago y/o la refinanciación del endeudamiento existente, (b) inversiones en activos fijos ubicados en Argentina, (c) capital de trabajo en Argentina, (d) adquisición de nuevas compañías o negocios en Argentina, (e) contribuciones de capital y/o financiamiento de actividades comerciales de algunas de nuestras subsidiarias o empresas vinculadas, y/o (f) necesidades generales de financiación relacionadas con nuestras actividades comerciales.

Liquidez y recursos de capital

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

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo. La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

Información sobre tendencias

Los resultados de la Emisora se ven afectados principalmente por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y productos derivados, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio, las condiciones económicas en Argentina y las regulaciones gubernamentales. La Emisora opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos, económicos y sociales en el ámbito nacional como internacional.

La Dirección de la Emisora monitorea permanentemente la evolución de las situaciones mencionadas precedentemente, para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

XII. INFORMACIÓN CONTABLE

Estados Financieros

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés) y las normas de la CNV.

Procesos legales

Somos parte de diversos juicios y demandas de carácter civil, tributario, comercial y laboral que se nos iniciaron con motivo de nuestras actividades. Aunque no podemos dar ninguna garantía sobre cómo se resolverán finalmente estos asuntos, nuestro Directorio opina, en base a la información disponible en estos momentos y a lo consultado con los asesores legales externos, que el desenlace de estas demandas y acciones legales, en forma aislada o en conjunto, no tendrá un efecto significativo, que exceda el alcance de las provisiones que tenemos constituidas para cubrir las pérdidas que podrían generarse de estos juicios, en nuestra situación financiera, flujos de fondos o resultados de operaciones.

Estas provisiones ascienden al 31 de diciembre de 2024 a un monto total de \$ 1.167 millones. Destacamos que la Sociedad registra provisiones para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad, en la medida en que sean probables y puedan ser cuantificadas razonablemente. Registramos una previsión para contingencias cuando existe alta posibilidad de incurrir en costos futuros y dichos costos pueden ser estimados razonablemente. Nuestro equipo directivo, con la asistencia de nuestros asesores jurídicos, estimaron el monto de tales provisiones basados en la información disponible y en las suposiciones y métodos que se consideran apropiados. Las estimaciones son periódicamente revisadas y ajustadas a medida que se obtiene información adicional. A medida que el avance de los reclamos se hace más definido, pueden surgir cambios en las estimaciones de costos futuros, que podrían tener efectos materiales sobre nuestra condición financiera y el resultado de las operaciones. No obstante, el resultado de estos procesos podría diferir considerablemente de los montos estimados apartados.

Sin perjuicio de los procesos legales mencionados en nuestros estados financieros somos parte de otros juicios que son menos significativos que los arriba indicados los cuales se explican en las Notas a nuestros estados financieros. También podríamos ser parte de otros juicios dentro del giro normal de nuestros negocios, tales como los reclamos por daños materiales de bienes de terceros en los que se encuentran nuestros yacimientos, reclamos por lesiones personales o reclamos laborales de empleados y contratistas anteriores y actuales y de otros reclamos de proveedores y terceros.

Política de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución de dividendos de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo por ganancias líquidas y realizadas. De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y líquidas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración

del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

Cambios significativos

No han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los Estados Financieros Auditados de la Compañía por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Código de Gobierno Societario

El Código de Gobierno Societario de la Sociedad se encuentra cargado en la AIF bajo el ID 3158624.

XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Emisora	Tecpetrol S.A.
Agentes Colocadores	Los agentes colocadores que pudieran designarse periódicamente según se indique en el respectivo Suplemento de Prospecto correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.
Descripción	Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).
Monto máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa, no podrá exceder un valor nominal total de hasta US\$ 2.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.
Precio de emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre sí; sin embargo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones de la Clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y formas de amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Prospecto.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, ser emitidos con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos adicionales	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso de que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, sujeto a ciertas excepciones, pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.
Denominaciones	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
Compromisos	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos</i> ” del presente Prospecto en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Rescate a opción de la Sociedad y/o de los tenedores	En caso de que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad a su vencimiento, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.

Rescate por razones impositivas	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad podrá rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso de que la Sociedad se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo “ <i>Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales</i> ” del presente. Ver “ <i>Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas</i> ” del presente Prospecto. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.
Eventos de incumplimiento	En los Suplementos correspondientes se incluirá un detalle de los eventos de incumplimiento.
Rango	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.
Colocación de las Obligaciones Negociables	La colocación de cada Serie y/o Clase de las Obligaciones Negociables se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Sociedad y los colocadores respectivos. El Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Sociedad con los mismos, los que observarán lo dispuesto por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias.
Listado y Negociación	La Sociedad podrá oportunamente solicitar el listado de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie en el BYMA a través de la BCBA, y su negociación en A3 y/o en cualquier otro mercado de valores de la Argentina y/o del exterior según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Ley aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de General de Sociedades y todas las demás normas vigentes en Argentina.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores en relación con las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie se resolverá, a elección de los tenedores, por el Tribunal Arbitral de alguno de los mercados autorizados en los que se solicite el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales y/o determinarán su aplicabilidad con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder un valor nominal de hasta US\$2.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso de que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre sí, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones de la clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio

de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Prospecto.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso de que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, en el mismo momento en que efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagará sujeto a ciertas excepciones los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Razones para la oferta y Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, que será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, (vi) adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes (“Proyectos Verdes Elegibles”) y/o sociales (“Proyectos Sociales Elegibles”) y/o sustentable (“Proyectos Sustentables Elegibles”) (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los “Proyectos Elegibles”).

Definiciones

- *Bonos Verdes*: son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como ‘proyectos verdes’. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- *Bonos Sociales*: son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- *Bonos sustentables*: son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.).

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

El agente de registro de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

La Emisora podrá, a su solo criterio, solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación a través de los sistemas de Euroclear S.A./N.V., *Clearstream Banking, Société Anonyme, Depositary Trust Company*, y/u otro sistema de compensación similar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro o surja del sistema de depósito colectivo, según corresponda.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso de que cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, juntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo, ajustándose a lo establecido en la Sección 4, “Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de títulos valores o de sus registros” del Capítulo 6, Título V, Libro Tercero – Derechos Personales, del Código Civil y Comercial de la Nación.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. En todos los casos, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago

o sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compromisos

En los Suplementos correspondientes se incluirán los compromisos que la Emisora se obliga a cumplir respecto de las Obligaciones Negociables en circulación.

Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores

En caso de que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Eventos de Incumplimiento

Los Suplementos correspondientes incluirán eventos de incumplimiento en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio que cualquier obligación no garantizada de la Sociedad. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Asambleas

En los Suplementos correspondientes se especificará el mecanismo de las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Diario Electrónico de la BCBA publicado en la página web de la BCBA (www.bcba.sba.com.ar), en el boletín diario electrónico de A3 publicado en la página web de A3 (<https://a3mercados.com.ar/>), y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Sociedad. Sin perjuicio de ello, la Sociedad efectuará todas las publicaciones que requieran las Normas N.T. 2013 y sus mod. y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Los contratos de fideicomiso regularán los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y su relación con el Emisor. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso de que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Sociedad deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación como obligaciones negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las mismas por parte de la Sociedad, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en la Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a las Obligaciones Negociables podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Toda acción contra la Sociedad en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos

Aires, el Tribunal Arbitral Permanente de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución 17.501 de la CNV, o el que en el futuro lo reemplace, de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales o cualquier otro tribunal al cual la Sociedad decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series, conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto, sin perjuicio del derecho de los tenedores a acudir a los tribunales judiciales competentes, a los que también podrá acudir la Sociedad en caso que el tribunal arbitral correspondiente cese en sus funciones.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de la Sociedad en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Sociedad.

En caso de que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso de que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Prescripción

Los reclamos contra la Sociedad por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Plan de Distribución

En los documentos correspondientes se detallará el plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Dicho plan de distribución deberá ajustarse a lo previsto en los artículos 27, 28 y concordantes del Capítulo V, Título II de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias. El plan de distribución podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra clase y/o serie en circulación.

Colocación

La Sociedad podrá colocar las Obligaciones Negociables (i) por medio de suscriptores, (ii) directamente a uno o más compradores o (iii) a través de agentes. Cada Suplemento de Prospecto, contendrá los términos de la oferta de las Obligaciones Negociables, pudiendo incluir el nombre de los suscriptores o agentes, el precio de emisión de las Obligaciones Negociables, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y el Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias que se aplicarán para cada emisión en particular.

La Sociedad podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de las Obligaciones Negociables (los “Contratos de Colocación”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias y las demás regulaciones vigentes (conjuntamente, los “Colocadores”), según se determine en cada Suplemento de Prospecto. Los Colocadores asumirán la obligación de colocar las Obligaciones Negociables conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los Colocadores eventualmente adquirirán las Obligaciones Negociables.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para las Obligaciones Negociables como para una Serie específica de las mismas.

En la Argentina, las Obligaciones Negociables sólo podrán ser ofrecidas al público por la Sociedad, los Colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de la Argentina a ofrecer y vender obligaciones negociables directamente al público.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

La Ley de Mercado de Capitales junto con las Normas N.T. 2013 y sus mod., establecen normas generales sobre calificaciones aplicables a emisoras que procuran ofrecer títulos de deuda en la Argentina por oferta pública autorizada por la CNV. La Ley de Mercado de Capitales dispone que las emisoras podrán solicitar a las sociedades calificadoras que califiquen sus títulos, estén o no sujetos a las normas sobre oferta pública. Sin perjuicio de ello, la CNV podrá requerir la calificación de las Obligaciones Negociables, si lo considerara necesario en base a ciertas condiciones de la emisión.

Mercados

Se solicitará la autorización de listado y de negociación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA, a través de la BCBA, en A3 o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL

Capital Social

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas. Seguidamente se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L.U	A	2.928.275.448	66,0050%
Tecpetrol Internacional S.L.U	B	1.330.105.646	29,9813%
Tecpetrol Investments S.L.U.	A	178.066.962	4,0137%
Andrea S. Barbagelata	A	4	0,0000001 %
Ricardo J.P. Soler	A	4	0,0000001 %
Pablo R. Stampalia	A	4	0,0000001 %
Total	-	4.436.448.068	100,00%

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022.

Instrumento Constitutivo

Estatutos

Tecpetrol fue constituida el 5 de junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscrita en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de

1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L° 78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017; N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018; y N° 9288 Lo. 117, el 28 de mayo de 2024.

El estatuto vigente de la Emisora se encuentra cargado en AIF bajo ID#3208774.

Administración

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo VIII, la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria que podrá nombrar a uno o varios miembros suplentes. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente.

Asimismo, el estatuto de la Sociedad dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Sociedad está a cargo de un Director General (CEO) que a la vez reviste el carácter de Presidente del Directorio de la Sociedad, a quien reporta un equipo de once funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio (al respecto ver el punto “Funcionarios Ejecutivos” del “*Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*”).

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente y Director General, el Presidente E&P, el Presidente de Áreas Corporativas, el Director de Planeamiento y Control de Gestión y el Director Sr. de Desarrollo de Negocios, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Sociedad, son sometidas a aprobación del Directorio.

Contratos Importantes

En los últimos dos ejercicios no se han celebrado contratos importantes distintos de los originados en el curso ordinario de los negocios.

Controles de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), puso formalmente fin a esa paridad entre el dólar estadounidense y el peso argentino. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso argentino fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. Sin embargo, el 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad N° 27.541, que declaró nuevamente la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase “VI. Factores de riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina” del presente Prospecto.

Los controles de cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial

entre el peso argentino y el dólar estadounidense y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las empresas para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias (el “Decreto 609”), el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al Mercado de Cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el Decreto 609. A la fecha del presente Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación “A” 8191, conforme sus posteriores modificaciones y complementos las comunicaciones del BCRA (el “Régimen Cambiario”).

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales mínimos, máximos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación “A” 3500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2018	18,42	40,90	29,32	37,81
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	178,14	808,48	317,16	808,48
2024	810,65	1032,50	925,09	1032,5000
Mes				
Enero 2025	1032,75	1053,50	1043,56	1053,50
Febrero 2025	1053,91	1064,37	1058,46	1064,37
Marzo 2025	1064,37	1073,87	1069,03	1073,87
Abril 2025 ⁽²⁾	1070,41	1200,83	1103,12	1070,41

(i) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

(ii) Hasta el 21 de abril de 2025.

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a importes en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

A los efectos de esta sección, (i) “moneda extranjera” significa cualquier divisa o moneda distinta del Peso

argentino; y (ii) “Regulaciones Cambiarias” significan las regulaciones cambiarias sancionadas por el BCRA conforme a la Comunicación “A” 8191, sus modificatorias y complementarias.

Disposiciones específicas para los ingresos por el Mercado de Cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios

El régimen cambiario argentino establece que el producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos argentinos a través del Mercado de Cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro. Sin embargo, la posibilidad de utilizar este plazo quedará supeditada en todos los casos al cumplimiento de los plazos previstos en el Régimen Cambiario para cada tipo de bien.

El Decreto N° 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 (el “Decreto 28/2023”) estableció que en relación con: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (el Código Aduanero) y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, con utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (“NCM”), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% de dichos contravalores a través del Mercado de Cambios y, por el 20% restante se deberá concretar a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local en el país. En fecha 14 de abril de 2025, el Decreto N° 269/2025 derogó el Decreto 28/2023 y estableció expresamente que el contravalor de las mencionadas exportaciones se regirá por las disposiciones generales establecidas en el Decreto 609 y sus normas modificatorias y concordantes. Los exportadores de las mercaderías comprendidas en la NCM efectuarán el pago de los derechos, tributos y demás conceptos en los términos, plazos y condiciones que establece la normativa vigente, correspondiéndoles la alícuota del Derecho de Exportación respectivo, considerando el contravalor previsto en el párrafo anterior.

En el caso que el cliente sea un VPU adherido al RIGI que declaró ante el Ministerio de Economía que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley 27.742 “*Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*”(la “*Ley de Bases*”) en materia de cobro de exportaciones de bienes y servicios resultarán aplicables los porcentajes de ingreso y liquidación dispuestos en los puntos 14.1.1. y 14.1.2. del Régimen Cambiario, según corresponda.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el Mercado de Cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

Los anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, con los requisitos y excepciones establecidos en el punto 7.1.3 del Régimen Cambiario.

Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del Mercado de Cambios, incluyendo, sin limitación, los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022), en la medida que los fondos se hubieran ingresado dentro de los plazos normativos establecidos y se cumplan las demás condiciones establecidas en el Régimen Cambiario.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada operación de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del Mercado de Cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad financiera designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Aplicación de divisas de cobros de exportaciones

Existe una aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes cuando se ha certificado que los propios bienes exportados o las divisas cobradas por ellos fueron utilizados para cancelar el capital, intereses y/o gastos de otorgamiento de operaciones de financiamiento, pagar utilidades y dividendos y/o concretar la repatriación de una inversión directa de un accionista no residente en los casos que se detallan a continuación, todo ello de conformidad con lo establecido en el punto 7.3 del Régimen Cambiario:

- (i) Anticipo de exportaciones de bienes liquidado;
- (ii) Prefinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
- (iii) Posfinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
- (iv) Liquidaciones asociadas a exportaciones que cuenten con financiación a importadores del exterior otorgada por entidades financieras locales;
- (v) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones de bienes;
- (vi) Prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidadas en el Mercado de Cambios;
- (vii) Anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidados en el Mercado de Cambios en la medida que se cuente con la conformidad previa o se aplique el mecanismo descrito en el punto 9.3.3.2 del Régimen Cambiario;
- (viii) Operaciones financieras habilitadas para aplicar cobros de exportaciones de bienes y servicios.
- (ix) Operaciones habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones (Decreto 234/21);
- (x) Financiaciones asociadas a importaciones de bienes habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes;
- (xi) Anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos 492/23, 549/23, 597/23 y 28/23.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos argentinos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- (ii) La compañía cuenta con una certificación emitida por una entidad financiera en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso. La entidad financiera emisora de la

mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al Mercado de Cambios, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la compañía cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el Mercado de Cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US\$2.000.000 en el mes calendario que se imputa.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Como regla general, los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios en un plazo no superior a 20 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

En el caso de que el cliente sea un Vehículo de Proyecto Único (“VPU”) adherido al Régimen de Incentivo a Grandes Inversiones (“RIGI”), que haya declarado ante el Ministerio de Economía, autoridad de aplicación del RIGI, que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases (que establece que dichos VPU no están obligados a ingresar ni liquidar en el Mercado de Cambios las divisas obtenidas por conceptos distintos de la exportación de productos, incluyendo servicios), será aplicable la excepción prevista en el Punto 14.1.3. Dicho punto establece que los cobros por la prestación de servicios a un no residente por parte de un VPU titular de un proyecto adherido al RIGI quedarán exceptuados de la obligación de ingreso y/o liquidación por la totalidad del contravalor en divisas en la medida que el servicio haya sido prestado o devengado a partir de la fecha de puesta en marcha del VPU reportada por el Ministerio de Economía al BCRA.

Determinadas situaciones detalladas en el punto 2.2.2 del Régimen Cambiario están exceptuadas de la obligación de liquidación los cobros de exportaciones de servicios, siempre que se ingresen en los plazos previstos.

Mediante la Comunicación “A” 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025 (la “**Comunicación A 8226**”), se dejó sin efecto los incisos b) y c) del punto 2.2.2.1. iv) del Régimen Cambiario respecto a operaciones de egresos por el mercado de cambios realizadas por personas humanas.

Enajenación de activos no financieros no producidos.

El contravalor percibido por parte de residentes por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse en divisas y liquidarse en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Los títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos de carácter financiero con el exterior y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior (todo ellos, “Endeudamientos Financieros con el Exterior”), desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019, deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. En consecuencia, aunque la liquidación del producto de dichas operaciones no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de reembolso.

Asimismo, y como condiciones adicionales a dicho acceso al Mercado de Cambios, la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, y el acceso al Mercado de Cambios debe producirse con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar.

En el caso de que se trate de un pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 que se concreta con una transferencia al exterior, el acceso al Mercado de Cambios deberá producirse una vez transcurridos, como mínimo, 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión, dicho plazo será de 180 (ciento ochenta) días corridos para las emisiones que se concreten a partir del 21 de abril de 2025.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 (tres) días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los siguientes supuestos de precancelación pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario: (i) precancelación de *capital e intereses* con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior; (ii) precancelación de *capital e intereses* con la liquidación simultánea de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iii) precancelación de *intereses* en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iv) precancelación de *capital e intereses* en forma simultánea con la liquidación de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior; y (v) precancelación de capital e intereses por parte de un VPU adherido al RIGI.

Asimismo, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud de Endeudamientos Financieros con el Exterior con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Régimen Cambiario. Ver “- *Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas*”.

Por otra parte, y en el marco de lo dispuesto en el punto 3.11.2. del Régimen Cambiario, las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de Endeudamientos Financieros con el Exterior o de títulos de deuda con registro público en el país con acceso al Mercado de Cambios en función de lo dispuesto en el punto 3.6.1.3. del Régimen Cambiario para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones:

- (i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales;
- (ii) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; y
- (iii) el acceso del cliente encuadra dentro alguna de las siguientes situaciones:
 - a. se concreta dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% (diez por ciento) del monto que se cancelará; o

- b. se concreta dentro de los 5 (cinco) días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% (veinte por ciento) del monto que se cancelará.

Disposiciones específicas para lo egresos por el Mercado de Cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al Mercado de Cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

- 1) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al Mercado de Cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios no posee certificados de depósito argentinos (“CEDEARs”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US\$100.000. Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, 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 el contrario, 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 y/o CEDEARs por un monto superior al establecido en el párrafo precedente, la entidad 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, los activos externos líquidos:

- (i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;
- (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 en el exterior a su nombre que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 20 (veinte) días hábiles desde su percepción;
- (iv) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en Endeudamientos Financieros con el Exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos
- (v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 (ciento ochenta) días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de Endeudamientos Financieros con el Exterior.

- (vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6.iii) del Régimen Cambiario.
- (vii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 (ciento veinte) días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6 del Régimen Cambiario.

Las entidades también podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior originados en lo obtenido por la suscripción en el exterior de un nuevo título de deuda en los últimos 60 días corridos y que serán destinados a concretar una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda o deudas financieras con el exterior, que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior.

- 2) Se comprometa a liquidar en el Mercado de Cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.
- 3) Deje constancia que en la fecha de acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) días corridos anteriores, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros:
 - (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera;
 - (j) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos;
 - (k) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior;
 - (l) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos;
 - (m) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras;
 - (n) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; y
 - (o) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, cryptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

Con fecha 11 de abril de 2025 el BCRA anunció que con el objetivo de acomodar los pagos de importaciones y deudas financieras que pudieran estar operando a través del mercado cambiario financiero (CCL), el BCRA eliminará por única vez la restricción de 90 días anteriores contenidos en la Comunicación A 7340, para permitir que las personas jurídicas puedan volver a operar en el MLC en forma eficiente. De esta forma, se estableció que no deberán tenerse en cuenta en la elaboración de las declaraciones juradas requeridas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4 del Régimen Cambiario las operaciones realizadas hasta el 11 de abril de 2025.

- 4) Se comprometa a no concertar ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) precedente a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y durante los 90 (noventa) días corridos subsiguientes, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros.

Mediante la Comunicación A 8226 se resolvió exceptuar a las operaciones de egresos por el mercado de cambios realizadas por personas humanas residentes de los requisitos previstos en los apartados 3

y 4.

El punto 3.16.3.6. del Régimen Cambiario estipula las distintas transacciones que no deberán tenerse en cuenta en las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos (c) y (d).

- 5) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al Mercado de Cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente una declaración jurada en la que conste:
 - (i) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico. Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas del BCRA sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse. Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse miembros del mismo “grupo económico”.
 - (ii) que en el día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) 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, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.
 - (iii) Lo indicado en los puntos (i) y (ii) precedentes podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:
 - a. una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad, 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;
 - b. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i). a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii), dejando constancia de lo requerido en los puntos (c), (d) y (e)(ii);
 - c. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i), en la cual deje constancia de que: (x) que cumple lo requerido en los puntos (c) y (d), o bien, (y) que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto (e)(i) a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii).

La Comunicación “A” 8108, promulgada el 19 de septiembre de 2024, estableció que las transferencias a entidades depositarias del exterior de títulos valores efectuadas o a efectuarse con el objeto de participar en una operación de recompra de títulos de deuda emitidos por un residente argentino no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas que se confeccionen para dar cumplimiento a los apartados (c) y (d) más arriba.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en

“Operaciones con bonos BOPREAL” no deberán tener en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) precedentes las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los bonos BOPREAL o las transferencias de estos bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria. Tampoco deberán tener en cuenta en las declaraciones juradas indicadas, las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias de títulos valores a depositarios en el exterior, ambas concretadas a partir del 1 de abril de 2024, cuando el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles de conformidad con lo dispuesto en “Operaciones con bonos BOPREAL” y su valor nominal, si el primero resultase menor.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la Agencia de Recaudación y Control Aduanero (“ARCA”) en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará aplicable para el acceso al mercado para las 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 de compra.

Pagos de importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, y en función de la fecha de vencimiento de los intereses que dichos endeudamientos comerciales devenguen.

A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023.

1.1. Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

- (i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago correspondiente a los siguientes bienes: (a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM); (b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM); (c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación

eléctrica; (d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM); (e) importaciones oficializadas a partir del 15 de abril de 2024 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos (posiciones arancelarias 2844.10.00 y 2844.20.00 de la NCM), agua pesada (posición arancelaria 2845.10.00) o circonio y sus manufacturas cuando correspondan a la posición arancelaria 8109.91.00, que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles.

- (ii) para los restantes bienes, el pago se podrá realizar a partir de los 30 (treinta) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

Mediante la Comunicación A 8226 se estableció que para las importaciones de todo tipo de bienes oficializadas a partir del 14 de abril de 2025 el acceso para el pago diferido de importaciones será de 0 (cero) días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero.

1.2. Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 antes de los plazos previstos en el punto 1.1. arriba cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

Mediante la Comunicación A 8226 se estableció que para las importaciones de bienes por parte de empresas MiPyMEs podrán pagarse a través del Mercado Libre de Cambios a partir del despacho del puerto de origen.

1.3. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

Mediante Comunicación A 8226 se flexibilizó el pago de importaciones de bienes de capital con registro de ingreso aduanero pendiente con un mecanismo de pago de: 30% de anticipo, 50% a partir del despacho del puerto de origen y 20% a partir del registro de ingreso aduanero.

II. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones detalladas en el punto 10.11 del Régimen Cambiario.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce 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”.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023:

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.

S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).

S23. Servicios audiovisuales.

S25. Servicios del gobierno.

S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.

S27. Otros servicios de salud.

S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S31. Servicios de fletes por operaciones de exportaciones de bienes” en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplimiento de embarque otorgado por la aduana.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes” y se concreta una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual se podría comenzar a pagar en forma diferida el bien transportado según lo dispuesto en el punto 10.10.1 del Régimen Cambiario.

v) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos” y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo se reducirá a 30 (treinta) días corridos cuando se trate de servicios prestados o devengados a partir del 29 de noviembre de 2024 por una contraparte no vinculada al residente.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte no vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será aplicable para las operaciones que correspondan a las transferencias al exterior de agentes locales por sus recaudaciones en el país de fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

Mediante la Comunicación A 8226 se establece que todos los servicios prestados o devengados a partir del 14 de abril de 2025 que no queden comprendidos en los puntos 13.2.1. a 13.2.3. del Régimen Cambiario y que sean provistos por una contraparte no vinculada al residente, podrán ser abonados desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables.

vii) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Las

operaciones originadas en la prestación de servicios por parte de contrapartes vinculadas continuarán alcanzadas por este requisito aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

En virtud de lo dispuesto por la Comunicación A 8226, si el servicio es prestado o devengado a partir del 14 de abril de 2025, no está comprendido en los puntos 13.2.1. a 13.2.3 del Régimen Cambiario y es provisto por una contraparte vinculada al residente, podrán ser abonados una vez transcurridos 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables.

II. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.7. del Régimen Cambiario, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones.

- 1) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación en moneda extranjera por importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local en la medida que las fechas de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2 del Régimen Cambiario se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo más 15 (quince) días corridos. Si el otorgamiento de la financiación es posterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario se computarán desde esta última fecha.

- 2) Que el cliente tenga acceso al Mercado de Cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1 del Régimen Cambiario respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.
- 3) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un Endeudamiento Financiero con el Exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1 en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al Mercado de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

- 4) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11 Régimen Cambiario.
- 5) El cliente cuente con una “Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/2022)” emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario.

- 6) El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.
- 7) El pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito. Las entidades podrán considerar también como operación garantizada por una agencia oficial de crédito a aquella que se encuentre cubierta por una garantía emitida por una aseguradora privada por cuenta y orden de un gobierno nacional de otro país. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación en la que conste explícitamente tal situación.
- 8) El pago se concrete a la fecha de cierre de una operación de recompra y/o rescate de deudas encuadradas en los puntos 3.5.3.1. o 3.6.4.4. del Régimen Cambiario y corresponda a los servicios prestados por no residentes derivados a la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o la operación de recompra y/o rescate.
- 9) El pago sea a una contraparte no vinculada al cliente y se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local.

III. Pagos de servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los requisitos establecidos en el punto 13.5. del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, es necesario que se haya ingresado y liquidado a través del Mercado de Cambios un monto equivalente al valor nominal del Endeudamiento Financiero con el Exterior y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase “- *Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior*”.

Este requisito de ingreso y liquidación se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

1. Los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1 de septiembre de 2019.
2. 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.
3. 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.
4. Por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público colocados bajo la par.

5. Por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento.
6. Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7 de la Comunicación A 7106 y concordantes (disposiciones receptadas en el punto 3.17. del Anexo de la Comunicación A 7914), en base a los parámetros determinados en el Régimen Cambiario.:
7. Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.
8. 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 condiciones detalladas en el Régimen Cambiario.
9. Por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1 de septiembre de 2019 en una refinanciación del capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, en la medida que la nueva deuda financiera no anticipe vencimientos respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique la realización de pagos antes de la fecha en que el cliente hubiera podido acceder por la deuda comercial en virtud de la normativa aplicable.
10. Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que encuadren en los puntos 7.11.1.3. y 7.11.1.5. del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida. También se podrá computar el valor de los fletes que conste en la documentación de transporte asociada al registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que los fondos de las operaciones contempladas en los puntos mencionados hayan sido destinados al pago en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones no incluidos en su condición de compra pactada.
11. Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii) del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.
12. Por la porción de los nuevos títulos de deuda que sean entregadas por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar en el marco de una operación de canje, recompra y/o rescate anticipado de Endeudamientos Financieros con el Exterior, en la medida que:
 - (i) el valor nominal de los nuevos títulos entregados, en concepto de prima de participación, recompra o rescate anticipado o similar, no supere el equivalente al 5% (cinco por ciento) del valor de capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y
 - (ii) los nuevos títulos de deuda contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital e impliquen una extensión mínima de 2 (dos) años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al Mercado de Cambios para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dicho requisito no será aplicable cuando se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 (“Plan GasAr”);
- (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; y
- (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para la cancelación de capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor residente, de acuerdo con el punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando:

- (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales;
- (ii) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020;
- (iii) se trate del pago de capital de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior 180 (ciento ochenta) días y los fondos hayan sido ingresados y liquidado por el Mercado de Cambios a partir del 21 de abril de 2025
- (iv) se trate de un pago de intereses compensatorios que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de deudas financieras con contrapartes vinculadas del exterior. Los punitivos u otros equivalentes que se devenguen desde el 1 de enero de 2025 continuarán alcanzados por el requisito de conformidad previa;
- (v) se trate de un pago de intereses que se concreta simultáneamente con la liquidación por el importe al menos equivalente de:
 - (A) nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y que contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital, en ambos casos contados desde la fecha en que se concreta el acceso al mercado.
 - (B) nuevos aportes de inversión directa de no residentes.

Los endeudamientos financieros y/o los aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados a los efectos de otros mecanismos considerados en el Régimen Cambiario, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que cancela los intereses o por otra empresa residente perteneciente a su grupo económico.

- (vi) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años liquidado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 y que fue utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios a partir de la emisión de una "Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior" en el marco del punto 1. de la Comunicación A 7348 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.19. del Anexo de la Comunicación A 7914).
- (vii) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, a partir de una refinanciación de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con el propio acreedor encuadrada en el punto 20 de la Comunicación A 7626 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.20. del Anexo de la Comunicación A 7914).
- (viii) el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto de capital que se abona.
- (ix) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que encuadra en el mecanismo del punto 7.11 del Régimen Cambiario y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.
- (x) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 a 2023 emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.18 del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona.
- (xi) el cliente es un VPU adherido al RIGI que cancela capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda u otros valores representativos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en el país

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país que no constituyan Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o de pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y concordantes y/o de valores de deuda fiduciaria de fiduciarios de fidecomisos fiduciarios con oferta pública concretadas con la disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso a éste a los efectos de atender sus servicios de capital y/o intereses con moneda extranjera en el país en el marco de lo dispuesto en esta sección.

Se prohíbe el acceso al Mercado de Cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación en el país a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- (i) Financiaciones en moneda extranjera concedidas por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito o de compra).
- (ii) 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 (1) del párrafo siguiente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

- (iii) Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país que no califican como Endeudamiento Financiero con el Exterior, que estén denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.
- (iv) Pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General 1003/24 de la CNV y concordantes, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.
- (v) Valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fidecomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de:

- (1) Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.
- (2) Financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

El acceso al Mercado de Cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que la operación encuadre en alguna de las siguientes situaciones y se cumplan todas las condiciones establecidas en cada caso:

- (i) Cuando la deuda se origina en financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.
- (ii) En el caso de otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales canceladas en forma simultánea con la liquidación de fondos desde el exterior por nuevos endeudamientos:
 - a. La precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior y/o una nueva prefinanciación de exportaciones del exterior;
 - b. la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
 - c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la financiación a precancelar; y
 - d. en caso de que el nuevo endeudamiento sea una prefinanciación de exportaciones del exterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la aplicación de divisas de cobros de exportaciones a la cancelación del capital con anterioridad a los vencimientos computados a los efectos del cumplimiento de las condiciones indicadas.

Si la financiación precancelada por el cliente hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior, la entidad financiera podrá a su vez precancelar el capital y los intereses devengados de la línea de crédito por la parte proporcional a la deuda cobrada anticipadamente.

- (iii) En el caso de precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda:
- a. La precancelación de intereses se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente, en el cual se entrega al acreedor un nuevo título con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior.
 - b. el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje;
 - c. la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y
 - d. el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.
- (iv) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior:
- a. la precancelación de capital sea efectuada en manera simultánea con la liquidación de los fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda comprendido que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado del título de deuda.
 - i. el nuevo título de deuda contempla un (1) año de gracia para el pago de capital y su vida promedio es al menos 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
 - ii. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.
 - b. la precancelación de intereses corresponde a los intereses devengados por la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente.

Adicionalmente, la entidad podrá darle acceso al mercado de cambios al cliente para:

- c. pagar en concepto de prima de recompra, de rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% (cinco por ciento) del monto del capital del título de deuda recomprado y/o rescatado, en la medida que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada.
- d. pagar a la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o la operación de recompra y/o rescate.

- (v) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior:
 - a. La precancelación de capital e intereses sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior; y
 - b. La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
 - c. El monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.
- (vi) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de un nuevo título de deuda del mismo tipo.
 - a. La precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados por la emisión de un nuevo título de deuda con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior, denominado y suscripto en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera, y
 - b. la vida promedio del nuevo título sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
 - c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo título de deuda en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.
- (vii) El cliente es un VPU adherido al RIGI que precancela capital o intereses devengados por deudas comprendidas en esta sección en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país que cumplen las condiciones previstas en esta sección para el acceso al mercado de cambios quedarán habilitados a cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación en el país de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del Régimen Cambiario.

Operaciones con bonos BOPREAL

Los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“BOPREAL”) son títulos emitidos por el BCRA para importadores de bienes y servicios con obligaciones pendientes de pago por importaciones de bienes con registro aduanero y/o servicios efectivamente prestados anteriores al 12 de diciembre de 2023.

a) Para importadores de bienes:

Los importadores de bienes podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con las respectivas certificaciones sobre el monto pendiente de pago emitidas por la/s entidad/es encargada/s del seguimiento de las oficializaciones involucradas en el SEPAIMPO, a los fines de que verifique que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

- (A) la obligación califica como una deuda por importaciones de bienes según lo indicado en el punto 10.2.4. del Régimen Cambiario.

- (B) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
- (C) se cumplen las condiciones previstas en el punto 10.3.2.1. del Régimen Cambiario para el acceso al Mercado de Cambios excepto aquella prevista en el inciso viii).
- (D) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
- (E) se cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago.

En determinados casos, la entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esa deuda.

b) Para importadores de servicios:

Los importadores de servicios podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de servicios en las que la prestación o devengamiento del servicio por parte del no residente haya tenido lugar hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar la existencia del servicio, el monto adeudado a la fecha de suscripción y verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

- (i) la obligación califica como una deuda por importaciones de servicios según lo indicado en el segundo párrafo del punto 13.1.2. del Régimen Cambiario.
- (ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
- (iii) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
- (iv) cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago y de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda.

c) Por utilidades y dividendos de accionistas no residentes pendientes de pago o ya percibidas en el país:

Cuando se trate de utilidades y dividendos pendientes de pago a no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas, los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- (i) Cuenta con la documentación que le permite avalar que la deuda pendiente corresponde a utilidades y dividendos de balances cerrados y auditados.
- (ii) La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
- (iii) El cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
- (iv) Cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que:
 - a. las utilidades y dividendos por las cuales solicita la suscripción se encuentran pendientes de pago,
 - b. no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda, y

- c. toma conocimiento de que no tendrá acceso al Mercado de Cambios para pagar el equivalente de la deuda por la cual se suscribió excepto que el pago se concrete a partir de un canje y arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

Los clientes no residentes, por las utilidades y dividendos cobrados desde el 1 de septiembre de 2019, podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados desde dicha fecha a partir la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos detallados en el punto 4.6.2 del Régimen Cambiario.

d) Disposiciones complementarias asociadas a los BOPREAL.

Los clientes podrán, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, acceder al Mercado de Cambios mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL para concretar las siguientes operaciones:

- (i) el pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (a) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el Sistema de Moneda Locales (el “SML”) a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
- (ii) el pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (b) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el SML a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
- (iii) el pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el primer párrafo del punto (c) precedente.
- (iv) la repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el segundo párrafo del punto (c) precedente.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en los puntos (a), (b) y el primer párrafo del punto (c) podrán realizar ventas de títulos valores contra cable sobre una cuenta de terceros en el exterior en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 4.3.2.3. del Régimen Cambiario, cuando se trate de la venta de los bonos BOPREAL adquiridos por el vendedor en las suscripciones primarias citadas.

También podrán liquidar, en las condiciones indicadas en el párrafo precedente, otras ventas de títulos valores concretadas a partir del 1 de abril de 2024 en la medida que el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de los bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles y su valor nominal, si el primero resultase menor.

El punto 4.7 del Régimen Cambiario establece una serie de operaciones que podrán ser realizadas por los clientes que adquirieron BOPREAL en suscripción primaria.

En el caso de que un cliente haya concretado una operación de venta con obligación de recompra utilizando los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria será aplicable lo siguiente:

1. la venta de los títulos en el origen de la operación no deberá tenerse en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) de “- *Requisitos generales*”;
2. la mencionada venta no habilitará al cliente a concretar las operaciones de títulos valores por la diferencia entre el valor obtenido por la venta y el valor nominal de los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles.
3. una vez que el cliente haya recuperado la tenencia de los BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento otorgado a los títulos adquiridos en una suscripción primaria.

Repatriaciones de inversiones directas y otras compras de moneda extranjera por parte de no residentes

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios para la repatriación de inversiones de no residentes y otras compras de moneda extranjera por parte de clientes no residentes, excepto para las operaciones de:

- (i) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito;
- (ii) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;
- (iii) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;
- (iv) Transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (la “ANSES”) u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado;
- (v) Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 (noventa) días corridos anteriores; esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales (las liquidaciones encuadradas, durante su vigencia, en la operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes no serán tomadas en cuenta a los efectos de este punto);
- (vi) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914 y concordantes;
- (vii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso;
- (viii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado

por el mercado de cambios a partir del 21 de abril de 2025 y la repatriación tenga lugar como mínimo 180 (ciento ochenta) días después de su ingreso;

- (ix) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido el artículo 2° del Decreto N° 892/20; b) la entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente; y c) el acceso se produce no antes de los 2 (dos) años corridos desde la fecha de liquidación en el Mercado de Cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto;
- (x) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)”, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto a repatriar; y
- (xi) Repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, en la medida que la operación se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los bonos BOPREAL.
- (xii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital en una empresa residente en la medida que:
 - a. el acceso se concrete en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por Endeudamientos Financieros con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 (cuatro) años y que contemplen como mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital;
 - b. la empresa residente cuyo capital se transfiere quede comprendida entre los siguientes sectores: la forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el petróleo y el gas; y
 - c. la operación implique la transferencia de, como mínimo, el 10% (diez por ciento) del capital de la empresa residente.

En caso de que al momento de concretarse el acceso el cliente no cuente con la documentación que demuestre que ha tomado posesión de la participación en el capital que se abona, deberá realizar una declaración jurada en la que se compromete a presentarla dentro de los 60 (sesenta) días corridos de concretado el acceso al Mercado de Cambios.

- (xiii) Repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI encuadradas en el punto 14.2.3 del Régimen Cambiario.
- (xiv) Repatriaciones de no residentes de servicios de capital, rentas y el producido de las ventas de inversiones de portafolio en instrumentos con cotizaciones mercados autorizados por la CNV siempre que (i) se cuente con una certificación de una entidad financiera local que acredite que la inversión fue constituida con fondos ingresados y liquidados en el mercado local de cambios a partir del 21 de abril de 2025, (ii) se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al mercado no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada y (iii) la repatriación tenga lugar al menos 180 (ciento ochenta) días después de la liquidación de los fondos. En caso que el cobro de los servicios o venta de la

inversión sea percibido en moneda extranjera, la repatriación podrá concretarse por hasta el equivalente de ese monto.

Acceso al Mercado de Cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con la Comunicación “A” 8226, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes, sin conformidad previa del BCRA para la compra de billetes en moneda extranjera para su tenencia o para la constitución de depósitos en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

- La operación se curse 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 USD 100 (dólares estadounidenses cien) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.
- En caso de que el cliente utilice efectivo en moneda local, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la cual deje constancia de que cumple con el requisito mencionado precedentemente.
- La entidad vendedora deberá entregar los billetes en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.
- La entidad ha registrado la operación en el sistema online implementado a tal efecto por el BCRA.
- En todos los casos, la entidad deberá obtener evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos directamente.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al Mercado de Cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas para operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Operaciones con derivados financieros

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al Mercado de Cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 (cinco) días hábiles siguientes.

Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al Mercado de Cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8 y 3.10 del Régimen Cambiario, según corresponda.

Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al Mercado de Cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Las utilidades y dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos argentinos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el Mercado de Cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del Mercado de Cambios a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.
 - (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al Mercado de Cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el Mercado de Cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
 - (c) Cuenta con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” para los años 2021 a 2023 emitida en el marco del punto 3.18 del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.
 - (d) Cuenta con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)”, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

- (e) El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los BOPREAL.
- (f) El cliente es VPU adherido al RIGI y las utilidades corresponden a aportes de inversión extranjera directa que encuadran en lo previsto en el punto 14.2.2 del Régimen Cambiario. En este caso, el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

Mediante la Comunicación A 8226 queda autorizado el acceso al Mercado Libre de Cambios para pagos de dividendos a accionistas no residentes correspondientes a las utilidades obtenidas en los balances cuyos ejercicios comiencen a partir del 1° de enero de 2025.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje y arbitraje

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos con sus clientes en los siguientes casos:

- i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina;
- ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro Nacional o del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- iii. Las transferencias de divisas al exterior para realizar pago de importaciones de bienes y servicios en el marco de lo previsto en los puntos 10.10.2.12., 10.10.2.13. y 13.3.9. del Régimen Cambiario a partir de fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales
- iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;
- v. Las operaciones de canje y arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, destinadas a: (a) El pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.4. del Régimen Cambiario; (b) El pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.1. del Régimen Cambiario; y (d) La repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.2. del Régimen Cambiario;
- vi. Transferencia de divisas al exterior de un gobierno local a partir de sus tenencias de moneda extranjera depositadas en entidades financieras locales, incluyendo aquellas que constituyen un excedente según lo previsto en el Punto 3.16.2 del Régimen Cambiario, en la medida que se cumplan los requisitos normativos que resultarían aplicables al tipo de operación a realizarse en el caso de que se cursase contra pesos;

- vii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con las Normas de la CNV, respecto de aquellos clientes que no revistan el carácter de personas humanas residentes, se estableció un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado desde su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables:

- a) Ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, en la medida en que la compra de dichos valores se haya realizado con pesos argentinos;
- b) Transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, cualquiera sea la ley de emisión de los mismo, salvo en aquellos casos en que la acreditación: (i) sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918, sus modificatorias y/o concordantes; (ii) sea realizada en los términos de lo dispuesto por los puntos 3.16.3.6.v) y 4.7.2.2. del Régimen Cambiario, o (iii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.
- c) Aplicar valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior a operaciones con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

Los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de tenencia ante referido.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

De acuerdo con las Normas de la CNV, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los mercados autorizados por la CNV, respecto de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario, los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables deberán:

- a) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que no revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control: (i) constatar que las operaciones a ser realizadas por dichos clientes son para su propia cartera y con fondos propios, y (ii) constatar que el volumen operado diario no supere el importe de \$ 200.000.000 (Pesos doscientos millones);
- b) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros

organismos de control, ya sea actuando para cartera propia o por cuenta y orden de terceros clientes locales argentinos: constatar que el volumen operado diario no supere el importe de \$ 200.000.000 (Pesos doscientos millones). Si el intermediario extranjero actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación con el propósito de pagar dividendos a los tenedores de ADRs, GDRs o certificados similares mantenidos en custodia en el extranjero, no está sujeto a este requisito;

- c) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes, actuando en nombre de terceros residentes o no residentes constatar que el volumen operado diario no supere el importe de \$ 200.000.000 (Pesos doscientos millones); y
- d) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes actuando para cartera propia y con fondos propios, no será de aplicación el límite diario mencionado anteriormente.

Las excepciones a las restricciones comerciales mencionadas anteriormente se aplican a BOPREAL adquiridos en licitación primaria y a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en pesos por clientes residentes individuales o corporativos con fondos provenientes de préstamos hipotecarios UVA otorgados por entidades financieras autorizadas para actuar como tales bajo los términos de la Ley N° 21.526, hasta el monto de los créditos referidos y siempre que los ingresos provenientes de estas ventas se apliquen a la compra de bienes inmuebles en el país dentro del marco de los créditos mencionados.

Mediante la Comunicación A 8226, y en el marco de una flexibilización de requisitos relacionados con el pago de operaciones de títulos con liquidación en moneda extranjera, se exceptuó de lo dispuesto en el punto 4.3.2. del Régimen Cambiario a las operaciones de compraventa de títulos valores realizadas por personas humanas residentes con liquidación en moneda extranjera.

Comunicación “A” 8099 - RIGI

La Comunicación “A” 8099 del BCRA ha regulado los beneficios cambiarios para VPU que se adhieran al RIGI. El BCRA ha establecido: (i) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones realizadas por un VPU adherido al RIGI; (ii) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de servicios; (iii) acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de ciertos gastos; (iv) acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de dividendos a accionistas no residentes; (v) aplicación en el exterior de los ingresos provenientes de exportaciones de bienes; y (vi) estabilidad cambiaria aplicable al VPU, en la fecha de adhesión al RIGI.

Mediante la Comunicación “A” 8191, se incorporó al t.o. la Sección 14, titulada “*Disposiciones complementarias asociadas al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI)*.”, en donde se regulan todas las cuestiones atinentes a dicho régimen.

Comunicación “A” 8155

A través de la Comunicación “A” 8155 de fecha 13 de diciembre de 2024, el BCRA dispuso que a pedido de un cliente que posea un proyecto incluido en el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos establecido por el Decreto 929/13, la entidad podrá considerar cumplimentado el seguimiento de un permiso de embarque por la parte del permiso que se encuentre amparado por un “Certificado DECRETO 929/13” emitido a partir de lo dispuesto por la Resolución 26/23 de la Secretaría de Energía.

Regímenes informativos del BCRA

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones “A” 3602 y “A” 4237 por la Comunicación “A” 6401 (y la Comunicación “A” 6795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos”). Los requisitos de reporte bajo este régimen de información varían dependiendo del saldo final de activos y pasivos externos:

- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior al equivalente de US\$50 millones, se debe presentar una declaración trimestral antes del final de cada trimestre y una declaración anual, que permite la corrección, afirmación o actualización de las declaraciones trimestrales.
- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US\$10 millones, pero inferior a US\$50 millones, solo se requiere una declaración anual.
- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US\$1 millón pero inferior a US\$10 millones, solo se requiere una declaración anual simplificada.

No existe obligación de reporte para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea inferior a US\$1.000.000.

El acceso al Mercado de Cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase “—*Disposiciones específicas para lo egresos por el Mercado de Cambios— Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior*”.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del Mercado de Cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$100.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, los inversores deben buscar asesoramiento de sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que están disponibles en el sitio web: www.infoleg.gob.ar, o en el sitio web del BCRA: www.bkra.gob.ar, según corresponda. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Prospecto.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los sujetos obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países,

dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

A continuación, se detallan algunas de las Resoluciones Generales emitidas por la CNV:

Resolución General CNV N° 953/2023

El 21 de marzo de 2023 la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en donde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

Resolución General CNV N° 959/2023

Mediante la Resolución General CNV N° 95/2023, el 28 de abril de 2023, la CNV estableció que los ALyC y los agentes de negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera, correspondiente a clientes ordenantes en tanto éstos últimos mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos, los mencionados agentes: (i) no podrán bajo ninguna circunstancia otorgar financiamientos para la obtención de aquellos valores negociables que serán objeto de las operaciones de venta mencionadas en el párrafo anterior; y (ii) deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que los mismos no mantienen posiciones tomadoras en ninguna de las operatorias a plazo detalladas en el párrafo anterior, en carácter de titulares y/o cotitulares, y en ningún agente inscripto, así como que tampoco han obtenido cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de valores negociables, debiendo tales declaraciones juradas ser conservadas en los respectivos legajos. Los ALyC y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento de los plazos mínimos de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Mediante el Criterio Interpretativo N°83, la CNV aclaró que la referencia "*cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables*" establecida el sexto párrafo del Artículo 2° del Capítulo V "Disposiciones Transitorias" del Título XVIII (mediante Resolución General 959/2023) abarca únicamente a las operaciones de caución y/o pase concertadas en el mercado secundario.

Resolución General CNV N° 960/2023

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia hasta que hechos sobrevenientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

Resolución General CNV N° 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales

específicos.

Resolución General CNV N° 964/2023

Mediante Resolución General N° 964 de la CNV de fecha 13 de junio de 2023, se somete al Procedimiento de “Elaboración Participativa de Normas” aprobado por el Decreto N° 1.172/2003, invitando a la ciudadanía a expresar sus opiniones y/o propuestas, respecto de la adopción de una reglamentación sobre "PROYECTO DE RG CAPÍTULO IV TÍTULO V de las NORMAS" que contiene una modificación integral al régimen general aplicable a los fideicomisos financieros con oferta pública de sus valores fiduciarios.

Se prevé un plazo de TREINTA (30) días hábiles para realizar presentaciones de opiniones y/o propuestas, las que deberán efectuarse a través del Sitio Web www.argentina.gob.ar/cnv.

De tal forma, en el proyecto se instituyen mecanismos más ágiles a los procedimientos aplicables a las solicitudes de autorización de oferta pública de valores fiduciarios emitidos en el marco de fideicomisos financieros, sin que ello importe menoscabo alguno a los derechos del público inversor.

En virtud de que la responsabilidad propia del fiduciario resulta ser el vector que aglutina las vinculaciones contractuales del fideicomiso financiero, se regulan ciertos aspectos:

- cuando en el contrato de fideicomiso se hubiere previsto la participación de otras personas, además del fiduciario, en la administración de los bienes fideicomitidos, el contrato no podrá eximir la responsabilidad del fiduciario ante terceros por el incumplimiento de sus obligaciones legales.

- en miras de asegurar la tutela de los derechos del público inversor, se precisa, por vía reglamentaria, para los casos en que el fiduciario delegue la ejecución de funciones propias, los límites, condiciones y deberes de control a los que deberán ajustarse dichas delegaciones.

- siendo la administración de los bienes cedidos en propiedad fiduciaria la responsabilidad natural del fiduciario, la modificación normativa le encomienda a quien se desempeñe en tal carácter el control de cumplimiento de las exigencias formales que versan sobre la documentación inherente a las delegaciones que el propio fiduciario realice.

Asimismo, se propone incorporar la figura de la retención de riesgo en cabeza del fiduciante de cada fideicomiso financiero. Al respecto será la propia sociedad la que determine qué mecanismos de retención de riesgo económico implementará, para cuyo cálculo se computará únicamente el valor en circulación de los valores representativos de deuda que el fideicomiso hubiera emitido. El mismo no podrá ser inferior al CINCO POR CIENTO (5 %) del valor nominal de los valores representativos de deuda emitidos y en circulación.

Otras novedades son:

- i) la simplificación de la documentación a ser acompañada durante la tramitación de la solicitud de oferta pública, delegándose la responsabilidad en relación a su existencia y legalidad, al fiduciario en cuanto resulta ser la figura central del fideicomiso;

- ii) la reglamentación de fideicomisos financieros destinados al financiamiento de PYMES a través de la creación de una sección especial, la cual contempla la simplificación del régimen de información de los fiduciantes cuando se trate de emisiones avaladas por entidades de garantía, entre otros;

- iii) la estandarización del medio de publicación de los resultados arrojados mensualmente por los informes de control y revisión, los cuales deberán ser publicados por el fiduciario en el Sitio Web de la CNV, a través de la AIF, en un plazo que no podrá exceder de los QUINCE (15) días hábiles luego del cierre de cada mes que se

trate;

iv) se exime de la presentación del informe de control y revisión inicial en el supuesto de fideicomisos financieros que se constituyan con dinero u otros activos líquidos.

Finalmente, como novedad, en el supuesto que la sociedad hubiera decidido no calificar los valores fiduciarios a ser emitidos en el marco del fideicomiso financiero, se ha incluido la obligatoriedad de informar en la portada los motivos de dicha decisión.

Resolución General CNV N° 966/2023

Mediante Resolución General N° 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

Resolución General CNV N° 967/2023

Mediante Resolución General N° 967 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 30 de junio de 2023 se introdujeron modificaciones al marco normativo aplicable a la categoría de Agente de Negociación (“AN”).

En particular, sobresalen las siguientes novedades:

- Se revisan ciertos aspectos operativos con relación a aquellos AN que desarrollan, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, de forma tal de alinear esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la RG N° 924 y, al mismo tiempo, reforzar los objetivos de control y supervisión de tales Agentes por parte de la CNV.

- Se incorpora la posibilidad de que los AN realicen actividades tendientes a referenciar FCI a sus clientes, requiriéndose para ello la previa suscripción del respectivo convenio con al menos un ACyDI, que revista adicionalmente la calidad de ALyC Integral.

- Los AN podrán prestar servicios tendientes a actuar como gestores entre el ALyC INTEGRAL y los clientes del AN respecto a las funciones comprendidas en el convenio para la liquidación y compensación que los vincule, ello en la medida que siempre actúen por cuenta y orden del ALyC INTEGRAL, y únicamente se trate de:

- 1) Cheques emitidos por el ALyC INTEGRAL a favor de los clientes del AN o viceversa.

- 2) En el caso de ANs que desarrollen, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, los fondos de terceros clientes de tales AN, provenientes y/u originados, exclusivamente, con motivo y/o en ocasión de las referidas actividades, en la medida que: (i) los mencionados AN se encuentren: (a) debidamente autorizados e inscriptos en el Registro Único de la Cadena Agroalimentaria (R.U.C.A); (b) incluidos en el Registro Fiscal de Operadores de Granos y Legumbres SECA en los términos de la RG AFIP 2300/2007 y sus modificatorias y/o complementarias; y (c) inscriptos en el

Sistema de Información Simplificado Agrícola (SISA); (ii) los terceros clientes del AN hubieran optado por realizar operaciones en el ámbito del mercado de capitales e integrar las mismas con tales fondos, únicamente, a través de la cuenta bancaria específica de titularidad del AN afectada a las mencionadas actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas. A tales efectos, los mencionados clientes deberán: (a) encontrarse inscriptos en el sistema SISA; y (b) ser especialmente identificados por los AN mediante la incorporación de un apartado adicional en los convenios de apertura, con expresa indicación de su C.U.I.T. y actividad desarrollada, en carácter de declaración jurada, todo lo cual deberá ser conservado en el legajo del cliente conjuntamente con la respectiva documentación respaldatoria.

Para tales actividades los AN deberán: (i) en todo momento, contar con la previa y expresa autorización por escrito de los clientes en cuestión respecto a cada uno de los servicios solicitados y autorizados por éstos últimos, debiendo dejar constancia de ello en los respectivos Convenios de Apertura de Cuenta, mediante la incorporación de un apartado adicional específico; (ii) en ejercicio del servicio de gestión, conservar la documentación respaldatoria de la gestión de los fondos de titularidad de terceros clientes que son transferidos al ALyC INTEGRAL para ser aplicados en el ámbito del mercado de capitales; y (iii) asimismo, contemplar expresamente los servicios en cuestión dentro de los respectivos convenios para la liquidación y compensación celebrados entre el AN y el ALyC INTEGRAL, así como también brindar al ALyC INTEGRAL la información correspondiente a los clientes involucrados, en especial aquella relacionada y/o que resulte pertinente para cumplir con los requisitos de segregación de activos de terceros y trazabilidad de los fondos provenientes del servicio de gestión y acreditados en las cuentas bancarias del ALyC INTEGRAL.

Resolución General CNV N° 972/2023

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las *Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros* a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

Resolución General CNV N° 973/2023

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.

En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

Resolución General N° 977/2023

Mediante la Resolución General 977, la CNV, con fecha 20 de septiembre de 2023, establece un régimen

especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo.

La presente Resolución entró en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

Resolución General N° 988/2023

Mediante la Resolución General 988, la CNV, con fecha 15 de diciembre de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se unifica el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y se establece que será de un día hábil, sin diferenciar la jurisdicción de liquidación ni la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias, entidades depositarias del exterior, de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para poder aplicar Valores Negociables provenientes de entidades depositaria del exterior a la liquidación de operaciones en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se deroga el régimen que establecía que se debía informar por cada una de las subcuentas involucradas, con carácter de declaración jurada y en forma semanal dentro de los tres días hábiles de finalizada la semana calendario, una serie de detalles respecto de las operaciones de compraventa de valores negociables concertados en mercados del exterior, y se deroga el artículo 6° BIS que establecía una serie de requisitos y condiciones para las transferencias desde y hacia el exterior y para la concertación de operaciones con liquidación en moneda extranjera por parte de los clientes.

Resolución General N° 990/2023

Mediante la Resolución General 990, la CNV, con fecha 5 de febrero de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones adicionales al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se agrega una excepción del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, de modo que quedan exentos de este requisito cuando la acreditación de los valores negociables sea (i) producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro

Nacional o por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 o (ii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.

- Se elevó a 200 millones diarios para las operaciones y transferencias de valores negociables al exterior, exceptuándose asimismo a los valores negociables emitidos por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a las transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior como para concertar su venta en el país con liquidación en moneda extranjera, en la medida que tales valores negociables hubieran sido adquiridos en un proceso de colocación o de licitación primaria y por hasta el valor nominal total así suscripto de dicha especie.
- Se deroga lo establecido en el artículo 5° BIS. en relación con la concertación y liquidación de operaciones con valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina y con CEDEARs, por parte de aquellas subcuentas alcanzadas por el concepto de cartera propia y que revistan el carácter de inversores calificados.

Resolución General N° 993/2024

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

Resolución General N° 1010/2024

Mediante la RG N°1010/2024 de fecha 19 de julio de 2024, la CNV emitió una serie de reglamentaciones en el marco del Régimen de Regularización de Activos del país y del exterior de la Ley Nro. 27.743.

Resolución General N° 1011/2024

Con fecha 24 de julio de 2024, la CNV amplió los canales de comercialización de cuotapartes de FCI abiertos. Con las modificaciones que presenta, brinda la posibilidad de adherir al acuerdo marco suscripto entre el Mercado autorizado y los órganos del FCI, cuyas cuotapartes se pretenda comercializar, a aquellos Agentes de Colocación y Distribución Integral que no cuenten con membresía en dicho Mercado.

Resolución General N° 1012/2024

Con fecha 8 de agosto de 2024, la CNV reglamentó las nuevas disposiciones relativas a la determinación del precio equitativo en las Ofertas Públicas de Adquisición (OPA), a fin de salvaguardar los intereses de los

accionistas frente al paso del tiempo y el valor del dinero. El precio equitativo debe expresarse, liquidarse y pagarse en la misma moneda acordada o utilizada en la toma de control, salvo que se acredite que ello no resulta posible.

Resolución General N° 1013/2024

Con fecha 14 de agosto de 2024, la CNV incorporó la posibilidad de que los Organismos Multilaterales de Crédito puedan actuar como garantes de los instrumentos del mercado de capitales. Se agregarán a las ya reconocidas "Entidades de Garantía" (entidades financieras, SGRs y fondos de garantías) con el fin de ampliar y diversificar la oferta de avalistas y contribuir a un mayor desarrollo y confianza en dicho mercado.

Resolución General N° 1016/2024

Con fecha 18 de septiembre de 2024, la CNV reglamenta la normativa que regula la Oferta Privada de valores negociables, en el marco de lo establecido por el artículo 82 de la Ley N° 26.831. Con esta nueva regulación, cualquier oferta que no cumpla con los requisitos de la presente no será automáticamente considerada una oferta pública irregular ni será automáticamente pasible de sanción disciplinaria alguna. Deberá evaluarse caso por caso, para determinar si la misma puede ser considerada como una oferta privada o extraterritorial, aún en caso de no cumplir con todos los supuestos contemplados en el puerto seguro. La norma abarca tanto ofertas privadas, reglamentando supuestos específicos y tomando en consideración, para ello, los medios y mecanismos de difusión, ofrecimiento y distribución, y el número y tipo de inversores a los cuales se destina la oferta; como ofertas extraterritoriales exentas del contralor de la CNV, por realizarse fuera del territorio de la República Argentina y no tener puntos de contacto suficientes con ésta. Se aclara que tanto las ofertas privadas, como las ofertas extraterritoriales, no requieren de la autorización de esta CNV, ni ninguna notificación posterior a su colocación.

Resolución General N° 1017/2024

Con fecha 18 de septiembre de 2024, la CNV precisó el tratamiento que deberá darse a los saldos líquidos disponibles en las Cuentas Especiales de Regularización de Activos. Cumplido el plazo de diez días hábiles para concertar y liquidar las operaciones que involucren a activos elegibles, los fondos no invertidos -total o parcialmente- deberán ser transferidos y acreditados por los ALyCs a la cuenta bancaria denominada "Cuenta Especial de Regularización de Activos" de titularidad/cotitularidad del respectivo cliente, en la medida que dichos fondos superen el equivalente:

- al 3%, calculado sobre la totalidad de los fondos de titularidad/cotitularidad del cliente en cuestión, o
- a 1500 Unidades de Valor Adquisitivo actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia – Ley N° 25.827, de ambos el menor.

Los ALyCs deberán solicitar indicaciones expresas al cliente respecto del tratamiento de estos saldos líquidos.

Resolución General N° 1018/2024

Con fecha 18 de septiembre de 2024, la CNV realizó modificaciones a los artículos 2° y 6° ter del Capítulo V del Título XVIII de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), con el objetivo de dejar sin efecto:

- La limitación para dar curso y/o liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera-, cuando los clientes mantengan, en moneda extranjera, posiciones tomadoras de cauciones y/o pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales; y

- El régimen informativo previo requerido para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en el marco de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario.

Resolución General N° 1019/2024

Con fecha 18 de septiembre de 2024, la CNV modificó el régimen especial para la constitución de los Fideicomisos Financieros destinados al financiamiento de PyMEs. Explican que al identificar un nuevo actor que, sin poseer "Certificado MiPyME", tampoco resulta ser reconocido como Gran Empresa conforme al respectivo listado de la ARCA, por lo que estimaron necesario posibilitar su acceso al régimen previsto en la sección Fideicomisos Financieros destinados al financiamiento de Pymes. Adicionalmente, para los Fideicomisos Financieros destinados al financiamiento de PyMEs y Fondos Comunes de Inversión PyMEs, amplió el universo de activos elegibles hasta fin de este año.

Resolución General N° 1020/2024

Con fecha 30 de septiembre de 2024, la CNV modificó la normativa del Régimen Especial de Doble Listado de Empresas Extranjeras, suprimiendo requisitos con el objetivo de incentivar el interés de emisoras extranjeras para efectuar oferta pública de sus acciones en el país. A partir de estos cambios, no resultará exigible la inscripción ante el Registro Público correspondiente, respecto de las sociedades constituidas en el extranjero que únicamente pretendan negociar sus acciones bajo el Régimen Especial de Doble Listado en la República Argentina.

Resolución General N° 1022/2024

Con fecha 30 de septiembre de 2024, la CNV modificó la redacción del apartado "Operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T" del Capítulo V. Agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación y agentes asesores globales de inversión con el objetivo de:

- Redefinir el alcance de la excepción prevista para dar curso a transferencias emisoras de valores negociables a entidades depositarias del exterior;
- Eliminar la obligación de comunicar las operaciones realizadas en el marco de la excepción prevista para los fondos comunes de inversión abiertos denominados en moneda extranjera con el exclusivo fin de atender solicitudes de rescate.

Resolución General N° 1029/2024

En fecha 6 de noviembre de 2024, la CNV dispuso que los Mercados y/o las Cámaras Compensadoras que, conforme la Resolución General N° 1000, hubieran optado por mantener el plazo de liquidación de contado 48 horas respecto a las operaciones de contado con valores negociables de renta fija deberán adoptar, en forma definitiva, el plazo de liquidación de contado normal 24 horas.

Con este fin, tendrán que adecuar sus reglamentaciones conforme lo previsto por esta resolución y presentar las mismas, a la previa aprobación de la CNV, dentro del plazo de diez días hábiles, a contar desde su entrada en vigencia.

Resolución General N° 1034/2024

Con fecha 4 de diciembre de 2024, la CNV amplió el porcentaje de adjudicación del tramo no competitivo, pero únicamente cuando una vez adjudicadas las ofertas del tramo competitivo, exista espacio para adjudicar a más participantes del tramo no competitivo. En este caso, podrá incrementarse el límite del 50% hasta el porcentaje necesario que permita cubrir el monto total ofrecido por el emisor.

Además, la CNV aclaró que las órdenes recibidas de inversores que sean tenedores de otros valores negociables del mismo emisor que sean objeto de canje y/o sean elegibles para una suscripción en especie, no serán tenidas en cuenta a los efectos del cálculo ni de la implementación de un tramo no competitivo.

Criterio Interpretativo N° 94

Con fecha 12 de febrero de 2025, la CNV emitió el CI N° 94, a fin de otorgar mayor transparencia en la información sobre endeudamiento y riesgos, asegurando que los inversores cuenten con datos actualizados y detallados para evaluar la situación financiera de las emisoras, tanto en los prospectos como en los suplementos de prospecto. Dicho criterio alcanza a todos los regímenes bajo el cual se preparen prospectos y/o suplementos de prospecto y establece la obligación de divulgar información actualizada a la fecha de publicación.

Resolución General N° 1062/2025

Mediante la resolución general de fecha 14 de abril del 2025, la CNV elimina el plazo mínimo de tenencia para operaciones de valores negociables (parking) aplicable a personas humanas, a los efectos de continuar con el proceso de normalización del mercado de capitales en materia de operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la “Ley PLA/FT/FP”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva (“PLA/FT/FP”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley PLA/FT/FP y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley PLA/FT/FP y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el “CP”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier

otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, y siempre que el monto de la operación supere los ciento cincuenta (150) salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a \$43.866.900), sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- i. Prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
 - a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
 - b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
- ii. Prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
- iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aun cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas

nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);

- ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
- iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
- v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
- vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley PLA/FT/FP, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el LA/FT/FP, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley PLA/FT/FP, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios

financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la ARCA, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

La Ley PLA/FT/FP establece que los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, o de su comunicación fuera de los plazos y formas previstos para ello, se aplicará una multa de entre uno (1) y diez (10) veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de

una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

- (vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.
- (viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.
- (ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.
- (x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.
- (xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.
- (xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.
- (xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.
- (xix) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N°61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades 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.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el GAFI en el año 2012, con el fin

de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que “se entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, “cuando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (...)”.

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA, (www.bkra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

Carga tributaria

Lo que sigue es un resumen de las principales cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables, y no implica una

descripción amplia de los aspectos impositivos de Argentina relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las ganancias (“IG”)

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina

En virtud de la Ley de Solidaridad se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses, y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, de las Obligaciones Negociables que cumplan con las siguientes condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables (“Condiciones del Artículo 36”):

1. Las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante una oferta pública autorizada por la CNV;
2. Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables deben ser aplicados por el emisor a: (a) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina; (b) la adquisición de fondos de comercio situados en Argentina; (c) la integración de capital de trabajo en el país; (d) la refinanciación de pasivos; (e) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas; y/o (f) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio;
3. El emisor debe presentar ante la CNV, en los términos y formas determinadas por las normas y regulaciones aplicables, pruebas de que los fondos provenientes de la colocación fueron invertidos para los propósitos detallados en el punto anterior.

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“LIG”), con una alícuota marginal máxima del 35%.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el IG con una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N°621/2021 brinda una definición respecto de aquellos

instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG (“DR LIG”).

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (i) cuando sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados al fomento de la inversión productiva en Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la Resolución General CNV N° 917/2021 reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país quedan exentos por los resultados derivados 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 el Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

Beneficiarios del Exterior

En el caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales (“Beneficiarios del Exterior”) que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del Exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2, respectivamente, de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos en el listado del artículo 24 del DR LIG.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones del artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG. Asimismo, se encuentran exentos del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo inciso u) del Artículo 26 de la LIG obtenidos por Beneficiarios del Exterior, 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 LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones. Cuando la enajenación no califique como exenta por estar los Beneficiarios del Exterior radicados en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos provengan de tales jurisdicciones, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del Exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

Entidades Argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de las Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina (“Entidades Argentinas”), se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el IPC. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2024 son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada de hasta \$ 34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 34.703.523,08 hasta \$ 347.035.230,79, se abonará \$ 8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$ 34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 347.035.230,79, se abonará \$ 102.375.393,08,16 más 35% sobre el excedente de \$ 347.035.230,79.

Adicionalmente, se establece una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades provenientes de ganancias originadas a partir del 1 de enero de 2018 que efectúen las Entidades Argentinas a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior.

Impuesto al valor agregado (“IVA”)

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 (“Ley de IVA”), la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los bienes personales (“IBP”)

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos, tales como las Obligaciones Negociables de las que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en \$ 100,000,000, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar el mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 quedan exentas del IBP. En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en

caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa).

Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas, aplicables al período fiscal 2023, de entre el 0,50% y el 1,50%. Las mencionadas alícuotas progresivas serán modificadas y variarán de la siguiente manera: (i) entre el 0,50% y el 1,25% para el período fiscal 2024, (ii) entre el 0,50% y el 1% para el período fiscal 2025, (iii) entre el 0,50% y el 0,75% para el período fiscal 2026 y (iv) 0,25% para el período fiscal 2027.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50%. Respecto a estos sujetos, el IBP no será aplicable cuando el monto total de activos sujetos al IBP sea igual o inferior a 250 Pesos.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni el Título VI de la Ley N° 23.966 (“Ley del IBP”) ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos valores, emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos; y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, los títulos valores estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1%; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto N° 127/1996 así como la Resolución General AFIP N° 2.151/2006 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de los títulos valores.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de los títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en mercados de valores del país o del exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como obligado sustituto, la Sociedad, mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se

encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente (“IDC”)

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales, la Ley N° 27.541, establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en dichas cuentas están sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de micro y pequeñas empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6% y los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como pago a cuenta del IG y/o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta del IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas micro y pequeñas empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas “Medianas -tramo 1-” en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto N° 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las micro empresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino (“SIPA”).

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3.250 del BCRA) 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 (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogó la aplicación del IDC hasta el 31 de diciembre de 2027. En el caso de tenedores de las Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

Impuesto sobre los ingresos brutos (“ISIB”)

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de las Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de

acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a las Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias radicadas 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 provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%. Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de sellos (“IS”)

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires, están exentos del IS todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la dicha emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos valores no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores autorizados para su oferta pública por la CNV están, exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes (“ITGB”)

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

La transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, se encuentra gravada en la Provincia de Buenos Aires, no así en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. Para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a \$ 2.038.752, o \$ 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,513% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la Provincia de Buenos.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

Tasa de justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5% en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oferta pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley, las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: la publicación del prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con mínimo y máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de “ofertas selladas”) en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del prospecto y la documentación complementaria deberán

efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar el prospecto describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta pública puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición con varios países: Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. Los convenios firmados con Japón, Luxemburgo y Austria no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Los convenios con China y Turquía entraron en vigor a el 1° de enero de 2025.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos.

Restricción respecto de las “jurisdicciones no cooperantes” y de las “jurisdicciones de baja o nula tributación”

Conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a “jurisdicciones de baja o nula tributación”, deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El DR LIG dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por “régimen tributario especial” a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de “baja o nula tributación” a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, ARCA considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia

tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que ARCA deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta bancaria radicada en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Hechos Recientes

No han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los Estados Financieros Auditados de la Compañía por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Sociedad.

Documentos a disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas ejecutivas de la Emisora ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16 (C1001ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web (www.tecpetrol.com) y en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Asimismo, se encontrarán a disposición en los mercados donde estén listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso del A3: <https://a3mercados.com.ar/> y en el caso de BYMA: www.bolsar.info).

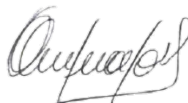
**EMISORA
TECPETROL S.A.**

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16° (C1001ADA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina

**ASESORES LEGALES
FINMA S.A.I.F.**

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16° (C1001ADA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina

**AUDITORES
Price Waterhouse & Co. S.R.L.**
Bouchard 557 – Piso 8° (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina



Juan José Mata
Director