PROSPECTO DE PROGRAMA

PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES POR HASTA US$ 75.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE VALOR)

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables por hasta US$ 75.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) (el "Programa") de Crown Point Energía S.A. ("CPE", la "Sociedad", la "Emisora" o la "Compañía", indistintamente), en el marco del cual la misma podrá, conforme con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la "Ley de Obligaciones Negociables"), la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo, sin limitación, la Ley N° 27.440 y el Decreto N° 471/2018, la "Ley de Mercados de Capitales"), las normas de la Comisión Nacional de Valores según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 (con sus modificatorias, las "Normas de la CNV") y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación garantía de terceros), subordinadas o no, con o sin recurso (las "Obligaciones Negociables"). La creación y los términos y condiciones generales del Programa fueron autorizados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad con fecha 28 de diciembre de 2020 y por Acta de Directorio N° 160 del 28 de diciembre de 2020 y Acta de Directorio N° 161 del 10 de marzo de 2021.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos de precio correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables (dichos suplementos de precio, los "Suplementos"). Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos.

La Emisora ha optado porque 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 Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa. En caso de que la Emisora opte por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una o más calificaciones de riesgo.

De acuerdo al artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que, a su leal saber y entender, los beneficiarios finales de la Emisora y las personas humanas y/o jurídicas que tienen como mínimo el 20% de su capital social o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final -directa o indirectamente- sobre la Emisora no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Oferta pública autorizada el 18 de marzo de 2021, mediante Resolución N° RESFC-2021-21031-APN-DIR#CNV del Directorio de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, económica y financiera, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El órgano de administración 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 con relación a la presente emisión, conforme a las normas vigentes.

Crown Point Energía S.A.
30-70934626-8
(+54 11) 5032-5600
Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
info@crownpointenergy.com
https://crownpointenergy.com

El presente Prospecto se encuentra a disposición de los interesados en la sede administrativa de la Compañía ubicada en Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 17 hs. Podrá asimismo consultarse el Prospecto en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA") o en la Autopista de Información Financiera ("AIF") de la CNV (www.cnv.gov.ar), en el ítem "Empresas".

La fecha de este Prospecto es 25 de marzo de 2021

ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES 6
Definiciones 7
Datos de Mercado 8
Redondeo 8
Declaraciones Sobre el Futuro 8
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS 9
I – INFORMACIÓN DE LA EMISORA 13
Reseña Histórica y Descripción General 13
Descripción del sector en que se desarrolla su actividad 16
Descripción De Las Actividades y Negocios 45
II –FACTORES DE RIESGO 52
Riesgos relacionados con Argentina 52
Riesgos relacionados con la Emisora 64
Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables 70
Riesgos relacionados con la Industria del Petróleo y Gas 72
II –POLÍTICAS DE LA EMISORA 81
Políticas de Inversiones y Financiamiento 81
Política Ambiental 83
Políticas de Dividendos 83
IV – INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN 85
Directores o Administradores y Gerencia 85
Nómina de Directores 85
Nómina de la Comisión Fiscalizadora 85
Nómina de Gerentes de Primera Línea 86
Descripciones Biográficas 86
Remuneración 88
Información sobre participaciones accionarias 88
Gobierno Corporativo 89
Empleados 89
Asesores legales 89
Información de los Auditores 90

V – TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA 91
Forma 91
Descripción 91
Monto Máximo 91
Duración del Programa 91
Monedas o Unidades de Valor 91
Vencimientos 92
Precio de Emisión 92
Clases y Series 92
Intereses 92
Denominación 92
Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo 92
Montos Adicionales 93
Acción Ejecutiva 94
Rango 94
Compromisos 94
Jurisdicción 94
Ley Aplicable 95
Reemplazo 95
Pagos 95
Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Sociedad 96
Rescate 96
Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes 96
Agentes Colocadores 97
Modificación de Ciertos Términos y Condiciones 97
Listado y negociación 97
Asambleas de tenedores 97
Eventos de Incumplimiento 98
Otras Emisiones de Obligaciones Negociables 99
Calificación de Riesgo 99
Notificaciones 99
Plan de Distribución 99
Destino de Fondos 100

VI – ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS 101
Estructura de la Emisora y su grupo económico 101
Participación en otras Sociedades 101
Accionistas o socios principales 101
Transacciones con Partes Relacionadas 102
VII – ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA 106
VIII - ANTECEDENTES FINANCIEROS 108
Introducción 108
Estados Financieros y Estados Contables 109
Capitalización y endeudamiento 115
Capital social 116
Cambios significativos 117
Reseña y perspectiva operativa y financiera 118
IX – INFORMACIÓN ADICIONAL 156
Instrumento Constitutivo y Estatutos 156
Inscripción 156
Objeto Social 156
Directores 156
Transferencia de acciones. Derechos 156
Convocatoria a Asambleas de Accionistas 156
Cambios en el Capital 157
Contratos Importantes 157
Controles de cambio 157
Carga Tributaria 167
Medidas dispuestas por el Gobierno Argentino para el tratamiento de la pandemia COVID-19 177
Declaración por parte de Expertos 179
Documentos a Disposición 179

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 Sociedad y de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables. El contenido de este Prospecto 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.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto a las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "Factores de Riesgo" del Prospecto y el resto de la información contenida en él, así como también aquella información incluida en los Suplementos (complementados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o Suplementos). Este Prospecto, los Suplementos y toda otra información complementaria que deba ser puesta a disposición del inversor conforme las normas vigentes podrán ser obtenidos en la página web de la CNV (http://www.cnv.gov.ar).

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 contenidos en el presente Prospecto.

Ni este Prospecto ni los Suplementos 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, 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 información contenida en el presente Prospecto corresponde a las fechas consignadas en el mismo y en ningún caso se asegura que los hechos, circunstancias o datos aquí contenidos se mantengan inalterados. La entrega de este Prospecto no implicará, en ninguna circunstancia, que no se han producido cambios en la información incluida en el Prospecto o en la situación económica o financiera de la Sociedad con posterioridad a la fecha del presente.

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. El Prospecto contiene resúmenes, que la Sociedad considera precisos, de ciertos documentos de la Sociedad. Los resúmenes contenidos en el presente Prospecto se encuentran condicionados en su totalidad a dichos documentos.

Los agentes colocadores que participen en la colocación y distribución de las Obligaciones Negociables, una vez que los valores negociables ingresan en la negociación secundaria podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de dichas Obligaciones Negociables , conforme con el artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV y demás normas vigentes (las cuales podrán ser suspendidas y/o interrumpidas en cualquier momento). Dichas operaciones deberán ajustarse a las siguientes condiciones: (i) las operaciones se realizarán a través de sistemas informáticos de negociación bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, garantizados por mercados o cámaras de compensación; (ii) 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; (iii) sólo podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar las alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien las Obligaciones Negociables; (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 la organización, distribución y colocación; y (v) las operaciones de estabilización serán individualizadas y dadas a conocer por los mercados correspondientes.

En lo que respecta a la información contenida en este Prospecto, la Sociedad tendrá las obligaciones y responsabilidades que imponen los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El artículo 119 establece que los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, de conformidad con el artículo 120 de dicha ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta, siendo que 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.

Los Agentes de Negociación y los Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada en la cual manifiesten (i) no ser beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción ("ATP"), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la Decisión Administrativa 817/2020 de Jefatura de Gabinete de Ministros de la Nación de fecha 17 de mayo 2020 y sus normas complementarias y/o modificatorias; y (ii) que no se encuentran alcanzados por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

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

En caso de que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del Prospecto y/o de los Suplementos a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente información contenida en el Prospecto y/o en los Suplementos (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Definiciones

A los fines de este Prospecto, "Argentina" significa la República Argentina, "Gobierno Nacional" o "Gobierno Argentino" significan Gobierno de la Nación Argentina, "PEN" o "Poder Ejecutivo" significa el Poder Ejecutivo Nacional, "BCRA" significa el Banco Central de la República Argentina, "BCBA" significa la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, "Boletín Diario de la BCBA" significa el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, "BYMA" significa Bolsas y Mercados Argentinos S.A., "INDEC" significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, "IPC" significa Índice de Precios al Consumidor, "Banco Nación" o "BNA" significa Banco de la Nación Argentina, "Ley General de Sociedades" significa la Ley Nº 19.550 general de sociedades y sus modificatorias, "GCA" significa Gaffney Cline & Associatees, "Ministerio de Economía" significa el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación Argentina, "Boletín Oficial" o "BO", significa el Boletín Oficial de la República Argentina, "MEM" significa Mercado Eléctrico Mayorista, "ME&M" significa Ministerio de Energía y Minería, "SGE" o "SE" refiere a la ex Secretaría de Energía de la Nación Argentina, ex Ministerio de Energía y Minería o ME&M, ex Secretaría de Gobierno de Energía, y ahora Secretaría de Energía de la Nación, la cual que se encuentra dentro de la órbita ministerial del Ministerio de Economía, "ENARGAS" significa Ente Nacional Regulador del Gas, "CEE" significa Comité Ejecutivo de Emergencia, "MDP" significa el actual Ministerio de Desarrollo Productivo, "pesos", "Pesos" o "$" significa la moneda de curso legal en la Argentina, "US$", "USD", "Dólares" o "dólares" significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos

de América, "Grupo Crown Point Energía" significan Crown Point Energía S.A., Crown Point Energy Inc., Liminar Energía S.A y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina. Las referencias a cualquier norma contenida en el presente Prospecto son referencias a las normas en cuestión incluyendo sus modificaciones y reglamentaciones.

Datos de Mercado

La Compañía 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 ellas, información confeccionada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el BCRA y el Ministerio de Economía. Si bien la Compañía considera que las estimaciones y las investigaciones comerciales internas son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigaciones comerciales, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Compañía considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Redondeo

Diversos montos y porcentajes incluidos en el presente Prospecto han sido redondeados y, en consecuencia, su sumatoria puede no coincidir debido a dicha circunstancia.

Declaraciones Sobre el Futuro

En el presente Prospecto pueden existir declaraciones sobre el futuro. Tales declaraciones sobre el futuro se basan principalmente en opiniones, expectativas y/o proyecciones actuales de la Sociedad respecto de eventos y/o tendencias que afectan o pueden afectar la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, los resultados, las operaciones y/o los negocios de la Sociedad. Sin perjuicio que la Sociedad considera que tales declaraciones sobre el futuro son razonables, las mismas igualmente están sujetas a riesgos e incertidumbres y han sido efectuadas solamente sobre la base de información disponible a la fecha del presente. En virtud de ello, los resultados reales podrían ser significativamente distintos de los detallados en tales declaraciones sobre el futuro.

La situación y los resultados pasados de la Sociedad no son, necesariamente, una indicación de la situación y los resultados futuros de la Sociedad, y no puede asegurarse que la Sociedad tendrá en el futuro una situación y unos resultados similares a los que tuvo en el pasado.

En este Prospecto, el uso de expresiones y frases tales como "considera", "podrá", "debería", "podría", "apunta a", "estima", "intenta", "prevé", "proyecta", "anticipa", "planea", "proyección" y "perspectiva" tiene como objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros.

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley Nº 25.246, modificada por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.733, 26.734 y Decreto N° 27/2018 (la "Ley de Prevención de Lavado de Activos"), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la Ley de Prevención de Lavado de Activos, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas y creó la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), dependiente del actual Ministerio de Economía, que establece un régimen penal administrativo.

El Código Penal de la Nación define al lavado de activos como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que, el origen de los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de $ 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les de la apariencia posible de un origen lícito.

Además como fuera mencionado, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, que se encarga del análisis, tratamiento y la transmisión de información para prevenir e impedir el lavado de activos originados de: (i) Delitos relacionados con el tráfico ilegal y la comercialización de narcóticos (Ley Nº 23.737); ii) Delitos relacionados con el tráfico de armas (Ley Nº 22.415); (iii) Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita según se define en el Artículo 210 bis del Código Penal; (iv) Los actos ilegales cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizados para cometer delitos con fines políticos o raciales; (v) Delitos de fraude contra la Administración Pública (Artículo 174, inciso 5 del Código Penal); (vi) Delito contra la Administración Pública en virtud de los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal; y (vii) Delitos de prostitución y pornografía infantil en virtud de los artículos 125, 125 bis, y 128 del Código Penal.

Juntamente con las prácticas internacionalmente aceptadas, la referida ley no responsabiliza por el control de estas operaciones delictivas solamente a los organismos gubernamentales, sino que también asigna ciertos deberes a varias entidades del sector privado, tales como bancos, operadores bursátiles, entidades de intermediación financiera y compañías de seguros. Estas funciones consisten básicamente en funciones de recolección de información.

Las entidades financieras deben informar a UIF sobre cualquier transacción sospechosa o inusual, o transacciones que carezcan de justificación económica o legal, o que sean innecesariamente complejas. El Banco Central publica una lista de jurisdicciones "no cooperantes". Además, ha establecido pautas y procedimientos internos para transacciones inusuales o sospechosas, que deben ser implementadas por las instituciones financieras y otras entidades.

De acuerdo con el mismo entendimiento que subyace a la norma antes mencionada, en el año 2012, la Procuración General de la Nación emitió la Resolución Nº 914/12, en virtud de la cual se creó la Fiscalía Especializada en Delitos Económicos y Lavado de Dinero (Procuraduría de Criminalidad Económica y Lavado de Activos -PROCELAC-). Dado que el PROCELAC no tiene competencia para castigar, su papel principal consiste en colaborar con los fiscales federales en la investigación de delitos y en la recepción de denuncias a fin de evaluar la iniciación de investigaciones preliminares.

En el ámbito del mercado de capitales, la UIF emitió la Resolución UIF Nº 229/2011, reemplazada por la Resolución UIF Nº 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF Nº 156/18, Nº 18/19 y Nº 117/19 ("Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales"), que establecen ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV que intervienen en los procesos de colocación, intermediación y oferta pública de títulos valores (los "Sujetos Obligados del Mercado de Capitales"), deben observar para prevenir, detectar y reportar dentro de los plazos establecidos por la normativa los hechos, actos, operaciones u omisiones que puedan provenir

de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. La Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales establece pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar en los plazos establecidos por la normativa las operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

Asimismo, el BCRA y la CNV también deben cumplir con las disposiciones de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. A este respecto, las regulaciones de la CNV establecen que las entidades involucradas en la oferta pública de valores (que no sean emisores), incluidos, entre otros, los suscriptores de cualquier emisión primaria de valores deben cumplir con los estándares establecidos por la UIF. En particular, deben cumplir con la obligación con respecto a la identificación del cliente y la información requerida, el mantenimiento de registros, las precauciones que se deben tomar para reportar operaciones sospechosas, políticas y procedimientos para prevenir el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. A su vez, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Por otro lado, con el dictado de la Resolución Nº 21/2018, conforme fuera modificada con posterioridad, se incluyó la obligación para los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales de identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de estos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos. Según esta norma, dicho sujeto debe contar con políticas y procedimientos de conozca a su cliente ("KYC", por sus siglas en inglés), los cuales se deben aplicar de acuerdo con la calificación de riesgo determinadas en base al modelo de riesgo implementado por el Sujeto Obligado del Mercado de Capitales. En consecuencia, se habilita a los mismos a implementar plataformas tecnológicas acreditadas que permitan llevar a cabo trámites a distancia, sin exhibición personal de la documentación, sin que ello condicione el cumplimiento de los deberes de debida diligencia. A su vez, se fijaron nuevos estándares para realizar las medidas de debida diligencia en el control y monitoreo de los clientes y se contemplaron las categorías de agentes creadas en la última reforma de la Ley de Mercado de Capitales, al tiempo que se incluyó la aplicación a los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas humanas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, derogando parcialmente la Resolución UIF Nº 140/12 sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución UIF 154/2018 (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 el cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo implementados 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 puede dar lugar sanciones por parte de la UIF, CNV o del BCRA. Tanto la Resolución UIF Nº 30/17, así como como las normas del BCRA requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos. En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF para adecuar las tareas de aquél a los parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30/17 con relación a los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

Con respecto a los emisores (como la empresa), las regulaciones de la CNV establecen que cualquier persona, humana o jurídica, que realice aportes de capital o préstamos significativos debe identificarse, sea o no un accionista en el momento de las contribuciones, y debe cumplir con los requisitos para los participantes generales del público oferta de valores, provista en las regulaciones de la CNV y en las regulaciones de la UIF, especialmente con respecto a la identificación de tales personas y al origen y licitud de los fondos y préstamos proporcionados.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución Nº 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica (GAFILAT).

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución Nº 4/2017, mediante la cual se establece que se deberán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión.

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario Nº 895/16 (conjuntamente el "Régimen de Sinceramiento Fiscal") establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que concurran indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/ o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

En noviembre de 2018, la UIF aprobó la Resolución Nº 134/2018, que actualiza la lista de personas consideradas "expuestas políticamente" ("PEP") en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñaron en el presente o en el pasado, y su relación por cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones. Asimismo, durante el año 2019 la UIF emitió la Resolución 15/19, modificando nuevamente la nómina de PEP y la Resolución 128/19, que estableció que las PEP extranjeras serán consideradas de alto riesgo y por lo tanto objeto de medidas de debida diligencia reforzada, con algunas excepciones.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF publicó la Resolución UIF Nº 154/2018, modificando los procedimientos de supervisión vigentes en ese momento, estableciendo nuevos procedimientos coherentes con las normas internacionales promovidas por el GAFI, que se aplicarán de conformidad con un enfoque basado en el riesgo.

Finalmente, el 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución UIF Nº 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF Nº 30-E/2017, Resolución UIF Nº 21/2018 y Resolución UIF Nº 28/2018, en los términos del Decreto Nº 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación. A través de la RES UIF Nº 156/18 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establece, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

En julio de 2019, mediante el Decreto N° 489/2019, el Poder Ejecutivo creó el Registro Público de Personas y Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET"), para centralizar y gestionar toda la información relacionada con la congelación administrativa de activos vinculados a actos de terrorismo y su financiación. El RePET está habilitado para proporcionar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en el campo y con terceros países y los sujetos obligados a informar deberán proporcionar toda información relacionada con operaciones realizadas o intentadas por personas físicas o jurídicas incorporadas en el RePET.

El 17 de noviembre de 2019, mediante la Resolución N° 117/2019, la UIF actualizó los umbrales mínimos sobre los cuales las entidades informantes deben llevar a cabo los requisitos de control reforzado y diligencia debida establecidos por las regulaciones aplicables contra el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. Esta medida tiene como objetivo "contribuir a una prevención eficiente del lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo" desde un enfoque basado en el riesgo, de acuerdo con los estándares internacionales promovidos por el GAFI.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF, LA CNV Y EL BANCO CENTRAL EN SU TOTALIDAD. A TALES EFECTOS, LAS PARTES INTERESADAS PUEDEN VISITAR LOS SITIOS DE INTERNET DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/ECONOMIA, DE LA SECRETARÍA DE FINANZAS: HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/ECONOMIA/FINANZAS, WWW.INFOLEG.GOV.AR, DE LA UIF: WWW.UIF.GOV.AR, DE LA CNV: WWW.CNV.GOB.AR O DEL BANCO CENTRAL, WWW.BCRA.GOV.AR. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTOS SITIOS WEB NO FORMA PARTE DEL PRESENTE PROSPECTO.

EL PRESENTE AVISO A LOS INVERSORES ES UN BREVE RESUMEN DE LA NORMATIVA REFERIDA A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS A MEROS FINES INFORMATIVOS. A PESAR DE ESTE RESUMEN, SE ACLARA QUE RESULTA DE APLICACIÓN A LA COMPAÑÍA LA TOTALIDAD DE LA NORMATIVA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

I – INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Denominación Social y naturaleza:	Crown Point Energía S.A., una sociedad anónima constituida en la Argentina.
Sede Social Inscripta:	Godoy Cruz 2769, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Inscripciones de Estatuto Social:	La Sociedad fue inscripta en la IGJ el 15 de noviembre de 2005 bajo el N° 14240 Libro 29 del Tomo - sociedades por acciones.
Actividad Principal de la Emisora:	Servicios de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos; operación en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, trabajos de dirección y administración de tareas de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos líquidos y gaseosos; transporte, transformación, destilación y aprovechamiento industrial de hidrocarburos y sus derivados y comercialización de hidrocarburos; y elaboración, fraccionamiento, mezcla y envasado, en todas sus formas de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados y productos petroquímicos en cualquiera de sus formas.

Reseña Histórica y Descripción General

Crown Point Energía S.A. lleva quince años desarrollándose en el sector hidrocarburífero. La Compañía es una sociedad controlada por Crown Point Energy Inc. (anteriormente denominada Crown Point Ventures Ltd.), una sociedad extranjera que cotiza en el *Toronto Stock Exchange* bajo la sigla "CWV", registrada en la Inspección General de Justicia bajo el artículo 123 de la Ley General de Sociedades, y forma parte del Grupo Crown Point Energy que cuenta con los recursos técnicos, de capital humano y capacidad de gestión para posicionarse como líder y referente en los mercados dedicada a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas. Todas las operaciones se desarrollan en Argentina, por ello los cambios en la economía del país y las medidas económicas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en los negocios de la Emisora.

La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Godoy Cruz 2769, pisos 4 y 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Las funciones más importantes que se desempeñan allí son: alta dirección, operaciones, administración y finanzas. La Emisora alquila estas oficinas a terceros desde el año 2017.

La Compañía pretende no sólo consolidar la posición de mercado que posee a la fecha de este Prospecto, sino también incrementar su presencia de mercado entre las compañías líderes del sector de exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina, apuntando a mantener su sólida rentabilidad a partir de la optimización del proceso de operación y participación en Uniones Transitorias de Empresas ("U.T.E.").

La Emisora busca realizar inversiones para captar oportunidades de desarrollo de yacimientos, maximizando la reducción de riesgos ambientales a través de un firme compromiso y responsabilidad social empresaria para con todas las operaciones de las que participe y lidere, aportando ventajas competitivas a través de su equipo de expertos, y manteniendo fluidez y transparencia en todas sus comunicaciones.

En el año 2003 se constituyó Ironbark Geoservices Argentina S.A. y en el año 2005 se cambió su denominación a Crown Point Oil & Gas S.A.

En el año 2007, Crown Point Oil & Gas S.A. adquirió una participación del 50% en la U.T.E. “Laguna de Piedra”, con el objetivo de explotar el área Laguna de Piedra (adjudicada mediante el Decreto 124/07), en la provincia de Río Negro. En el mismo año, Crown Point Oil & Gas S.A. quedaría incluida en el Registro de Empresas Productoras de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía en la categoría de Operadora.

En diciembre de 2010 se perfeccionó un acuerdo de cesión por el cual la Compañía, en ese momento actuando bajo la denominación de Antrim Argentina S.A., adquirió el 51% del derecho de participación en la concesión exploratoria del Bloque Cerro de los Leones en Malargüe, Mendoza. El 49,9% restante fue adquirido por Crown Point Oil & Gas S.A. –posteriormente absorbida por la Compañía-, conformándose así la U.T.E. “Antrim Argentina S.A. - Crown Point Oil & Gas S.A. – Unión Transitoria de Empresas”. En el mismo mes, Crown Point Ventures Ltd., actualmente denominada Crown Point Energy Inc., adquirió de TORPEL Industries Inc. el 100% de las acciones de CanAmericas Energy Ltd. y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina.

Así, se perfeccionó un acuerdo de cesión por el cual Crown Point Oil & Gas S.A. adquirió una participación del 51% y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina el restante 49% en la concesión de explotación del Bloque Cañadón Ramírez, sito en la Provincia de Chubut.

En abril 2012 Crown Point Oil & Gas S.A. celebró un acuerdo de cesión con Golden Oil Corporation mediante el cual obtuvo el 25% de participación adicional en la U.T.E. “Laguna de Piedra”, quedando entonces Crown Point Oil & Gas S.A. con el 75% de participación y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina con el restante 25%.

El 28 de mayo 2012 Crown Point Ventures Ltd. adquirió de Antrim Energy Ltd. el 100% de las acciones de Antrim Argentina S.A. Esta última se sumó así a Crown Point Oil & Gas S.A. y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina a integrar el conglomerado de sociedades locales del Grupo Crown Point Energy. Como se indicara más arriba, Crown Point Ventures Ltd. cambió su denominación a Crown Point Energy Inc. Con la incorporación de Antrim Argentina S.A. al conglomerado de compañías argentinas bajo el control del grupo Crown Point Energy, se adquirió la participación del 25,7804% en la U.T.E. “Río Cullen Las Violetas La Angostura (UTE RCLV)”, concesión de exploración y explotación en la provincia de Tierra del Fuego.

Durante el año 2012, Crown Point Oil & Gas S.A. cedió a Antrim Argentina S.A. el 39,9% de su participación en la U.T.E. “Antrim Argentina S.A. - Crown Point Oil & Gas S.A. – Unión Transitoria de Empresas” quedando así los porcentajes en 90% y 10%, respectivamente.

El 8 de julio de 2013 la Legislatura Provincial de Tierra del Fuego promulgó la Ley 934, por la cual la ratificó el Acuerdo de Prórroga de la Concesión Hidrocarburífera “CA13-Las Violetas” entre la Compañía y la provincia por el área Las Violetas, por diez (10) años más hasta el 17 de agosto de 2026. En la misma fecha, la Legislatura Provincial de Tierra del Fuego promulgó la Ley 935 por la que ratificó el Acuerdo de Prórroga de las Concesiones Hidrocarburíferas de explotación “CA12-Río Cullen” y “CA14-Angostura” por diez (10) años más a partir de sus vencimientos originales, hasta el 17 de agosto de 2026, en el caso de Río Cullen, y hasta 16 de agosto de 2026, en el caso de La Angostura. En diciembre de 2013 se celebró la transferencia del fondo de comercio de CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina a Crown Point Oil & Gas S.A., con efectos a partir del 2014. En función de ello, Crown Point Oil & Gas S.A. pasó a tener el 100% de la participación de ambas U.T.E.: Laguna de Piedra y Cañadón Ramírez.

En marzo de 2015 Antrim Argentina S.A., como sociedad absorbente, celebró el Compromiso Previo de Fusión con Crown Point Oil & Gas S.A., en carácter de sociedad absorbida, siendo la continuadora de todos los derechos y obligaciones de Crown Point Oil & Gas S.A. con fecha efectiva 1 de enero de 2015.

El 5 de mayo de 2016 por Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas, la Compañía resolvió modificar la denominación social de Antrim Argentina S.A. por Crown Point Energía S.A. Dicho trámite fue inscripto ante la Inspección General de Justicia el día 8 de junio de 2017, bajo el número 10990 del Libro 84 del tomo de Sociedades por Acciones.

En marzo de 2017 se procedió a perforar el pozo exploratorio "SMx.1001" en el Yacimiento San Martín, Provincia de Tierra del Fuego, ubicado dentro de la Concesión La Angostura. El pozo fue puesto en producción en el mes de septiembre de 2017, y resultó ser descubridor de hidrocarburos asociados a rocas volcánicas de la Serie Tobífera, un intervalo que hasta el momento no había sido documentado en la producción de las concesiones argentinas de Tierra del Fuego. El pozo produce petróleo de tipo liviano (confirma la presencia de petróleo en el Yacimiento San Martin) y contó con una producción inicial promedio día de 330m3/d.

El 7 de junio 2018, la Compañía adquirió el 98% de las acciones con derecho a voto de St. Patrick Oil & Gas S.A., (en adelante, "St. Patrick") anteriormente denominada Apco Austral S.A., y Crown Point Energy Inc. adquirió el 2% de las acciones restante. En ese entonces, St. Patrick poseía el 25,7796% de participación en la U.T.E. "Río Cullen - Las Violetas - La Angostura".

El costo de la adquisición ascendió a US$ 32,1 millones (equivalente a $802.082.663). Adicionalmente, bajo los términos del acuerdo, la Compañía se comprometió a realizar pagos trimestrales por un período de hasta diez años comenzando a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta US$8,82 millones calculados en función del 10% de la ganancia neta (ingresos de petróleo y gas menos regalías provinciales) que reciba St. Patrick por su porcentaje de participación en la concesión de Tierra del Fuego para el trimestre que exceda cierta base de ingresos netos como tope para cada trimestre. Para más información véase "*Políticas de la Emisora – Políticas de Inversiones y Financiamiento – Adquisición de St. Patrick*". En la actualidad Crown Point posee una participación total de 34,7349% en las Concesiones de Tierra Del Fuego, áreas Río Cullen, Las Violetas y Angostura; adicionalmente es operador del Área Cerro de los Leones, en la provincia de Mendoza donde posee el 100% de la participación.

En julio 2018 durante la ejecución de una nueva campaña de perforación en el Yacimiento San Martín se perforó el pozo "SM x.1002", puesto en producción en agosto de ese mismo año, con una producción promedio de 303m3/d. Los resultados obtenidos abrieron importantes expectativas de exploración y desarrollo para las tres concesiones de Tierra del Fuego: "Rio Cullen - Las Violetas - La Angostura". En el año 2019 por medio de un proceso de venta por derecho de preferencia se perfeccionó la venta de parte del porcentaje de la participación en la U.T.E. "RCLV" quedando el Grupo Crown Point Energía con una participación total del 34,7349%. En diciembre del mismo año se decidió avanzar con la fusión de St. Patrick, que fue absorbida y disuelta sin liquidación, por parte de la Compañía como sociedad absorbente y continuadora de todos sus derechos y obligaciones. Se estableció 1 de enero de 2020 como fecha de efectiva de fusión impositiva. El Compromiso Previo de Fusión fue celebrado el 30 de marzo 2020.

A la fecha del presente Prospecto, con relación a la concesión de exploración de Laguna de Piedra, el primer periodo exploratorio se encuentra suspendido indefinidamente por parte de la Provincia de Río Negro hasta tanto no se resuelva el Trámite del Expediente 36770-COD-2009 por ante el Consejo de Ecología y Medioambiente de Río Negro (CODEMA). Con fecha 7 de agosto de 2009, mediante Resolución N° 368/09, el Consejo de Ecología y Medioambiente rechazó el estudio de impacto ambiental presentado en el marco de la concesión respectiva sobre la base de dos consideraciones: (i) que el Departamento Provincial de Aguas de la Provincia de Río Negro aconsejó relocalizar el pozo o presentar un proyecto integral de defensas aluviunales, y (ii) que existiría legislación municipal aplicable al área de "Laguna de Piedra" que inhibiría la actividad hidrocarburífera en el área protegida municipal.

Con fecha 17 de febrero de 2021, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Economía y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Decisión Administrativa de Preadjudicación N° 5/2021 mediante la cual se le preadjudicó a la Sociedad, conforme al pliego de la licitación, la concesión de la explotación del área Chañares Herrados ("CH"), Provincia de Mendoza. Con fecha 12 de marzo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza el Decreto Provincial N° 224, por el cual se concede a la Sociedad y a Petrolera Aconcagua Energía S.A., el 100% de participación en la Concesión de Explotación sobre el área Chañares Herrados, con el objeto de realizar trabajos de explotación y desarrollo de hidrocarburos por el término de 25 años. Para mayor información por favor véase la Sección "*Antecedentes Financieros – Cambios Significativos - Hechos posteriores al cierre de los Estados Financieros Especiales al 30 de septiembre de 2020*".

Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas

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

La Ley de Hidrocarburos Argentina

La industria de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada, a nivel federal, por la Ley de Hidrocarburos Nº 17.319 (la "Ley de Hidrocarburos") la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por las Leyes Nº 26.197, en el año 2007, y Nº 27.007, en el año 2014. Esta última, incluyó nuevas técnicas de perforación en la industria, además de introducir cambios vinculados principalmente con los plazos y prórrogas de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación, los cánones y las alícuotas de regalías, la incorporación de las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial, y el régimen de promoción establecido bajo el Decreto Nº 929/13, entre otros aspectos. Asimismo, el sector se encuentra regulado por la Ley Nº 24.076 dictada en el año 1992, que estableció las bases para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural (la "Ley de Gas Natural").

La Ley de Hidrocarburos establece que las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas. Quienes sean titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, los cuales serán adjudicados mediante concurso, deberán poseer solvencia financiera y la capacidad técnica adecuada para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Asimismo, la Ley de Hidrocarburos dispone que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, dando cumplimiento con todas las normas que reglamenten dichas actividades.

En 2004, el Congreso Nacional dictó la Ley Nº 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, "ENARSA". El objeto social de "ENARSA" sería la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, el almacenamiento, la distribución, comercialización e industrialización de esos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. De acuerdo con lo establecido en el Decreto Nº 882/2017, ENARSA se fusionó con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A., siendo ENARSA la entidad sobreviviente, y adoptando la denominación "Integración Energética Argentina Sociedad Anónima" ("IEASA").

El 11 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°7/2019 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. El mencionado decreto, entre otros cambios, delegó al Ministerio de Desarrollo Productivo la ejecución de la política nacional en materia de energía y minería. En fecha 20 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N° 50/2019 en el Boletín Oficial, que crea la Secretaría de Energía del cual depende la Subsecretaría de Hidrocarburos. La Secretaría de Energía a la fecha de este Prospecto se encuentra dentro del ámbito ministerial del Ministerio de Economía.

- **Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública**

El 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.541 ("Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva"), que afectó directamente al sector energético. Dicha ley declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó facultades en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, para llevar a cabo, entre otras, cuestiones relativas a la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad

productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos. Por otro lado, se previó un congelamiento de las tarifas por transporte y distribución de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por un plazo de 180 días, invitando a las provincias a adherir a la política, facultándose al Poder Ejecutivo Nacional para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal –que caerían dentro de la órbita de las Revisiones Tarifarias Integrales vigentes o mediante una revisión extraordinaria-. Según los objetivos planteados, se buscó reducir la carga tarifaria real aplicable a hogares y empresas. Además, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo Nacional para la intervención del ENRE y el ENARGAS por un plazo de un año. En este sentido, mediante Decretos Nº 277/2020 y 278/2020 el Poder Ejecutivo Nacional designó los interventores de ambos organismos. Dichas intervenciones se mantendrán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020. Posteriormente, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543/2020 se prorrogó por 180 (ciento ochenta) días corridos el congelamiento tarifario establecido en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto Nº 1020/2020, en virtud del cual 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 se encontrasen bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

- **Ley Nº 26.197**

La Ley Nº 26.197, publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, modificó a la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Asimismo, la Ley Nº 26.197 también previó que los yacimientos de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas marinas continuarán siendo propiedad del Estado Nacional.

De acuerdo a lo establecido por la Ley Nº 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones y de la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley Nº 26.197 estableció que las provincias son las responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación retuvo la facultad de emitir normas y regulaciones concernientes al marco legal de los hidrocarburos. Además, el Estado Nacional conserva la facultad de determinar la política energética nacional. Se indica expresamente que la transferencia no afectará los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación ni la base para el cálculo de regalías, las cuales se calcularán de acuerdo con el título de concesión y serán pagadas a la provincia donde están ubicados los yacimientos.

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

Finalmente, la Ley Nº 26.197 otorgó las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley Nº 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional, canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

- **Ley de Expropiación de YPF S.A. ("YPF")**

En 2012, la Ley Nº 26.741 (la "Ley de Expropiación") declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Adicionalmente, su objetivo primordial es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, siendo los principales los siguientes: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; y (ii) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo con el artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de las Provincias y del capital público y privado, nacional e internacional.

Asimismo, al artículo 4 de la Ley de Expropiación creó el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integra con la participación diversos ministerios del Poder Ejecutivo Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De acuerdo al artículo 5, son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos, entre otras, las siguientes: a) promover la actuación coordinada del Estado Nacional y las Provincias, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; y b) expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital social de YPF representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a YPF, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF serán distribuidas del siguiente modo: el 51% al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A la fecha de este Prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos todavía se encuentra pendiente. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, el artículo 9 de la Ley de Expropiación establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado Nacional a favor de los Estados Provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada a través de la celebración de un pacto de sindicación de acciones. Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

- **Decreto Nº 1277/2012 – Régimen de Soberanía Hidrocarburífera**

El Decreto Nº 1.277/2012, reglamentario de la Ley de Expropiación, y sancionó el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". El Decreto Nº 1277/2012 estableció, principalmente, lo siguiente: (i) la creación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (ii) la creación de la Comisión quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y (iv) la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su plan anual de inversiones (el "Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas"), incluyendo un detalle de sus metas

cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Dicho Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas debe ser aprobado por la Comisión.

En cuanto a las actividades de refinería, el Decreto Nº 1277/2012 facultaba a la Comisión a regular el porcentaje mínimo de refinación primaria y secundaria. La Comisión también tiene la posibilidad de adoptar medidas de promoción y de coordinación, con el objetivo de garantizar el desarrollo de la capacidad de procesamiento local de acuerdo con las metas establecidas en el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburos.

Con respecto a la comercialización, la Comisión tenía derecho a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Asimismo, la Comisión tenía que revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados y de los precios de venta, con derecho a adoptar las medidas necesarias para prevenir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar a los intereses de los consumidores.

Sin embargo, el 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nº 272/2015 del Poder Ejecutivo Nacional. De acuerdo con el Decreto Nº 272/2015, las potestades de la Comisión fueron transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Adicionalmente, las siguientes facultades de la Comisión, entre otras, fueron derogadas: (i) la facultad de revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados sus respectivos precios de venta, teniendo la facultad de adoptar todas las medidas necesarias para impedir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar los intereses de los consumidores; y (ii) la facultad de publicar precios de referencia de cada componente de los costos y precios de venta de hidrocarburos. El Decreto Nº 272/2015 establece que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación hará una revisión y actualización de los regímenes de información actualmente vigentes, los cuales continuarán en vigencia hasta que se dicten nuevas reglamentaciones.

El Poder Ejecutivo Nacional recientemente dictó el Decreto Nº 272/2015 en virtud del cual disolvió la Comisión, transfiriendo sus facultades al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la SE), y abolió la facultad de publicar precios de referencia de los componentes de costos y precios de venta de los hidrocarburos, entre otras medidas. A continuación, se detallan las principales regulaciones en materia de explotación y comercialización de hidrocarburos.

- **Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley Nº 27.007**

Con fecha 8 de noviembre de 2014, entró en vigencia la Ley Nº 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos.

Explotación No Convencional de Hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de la "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", creada por el Decreto Nº 929/13. Se define explotación no convencional de hidrocarburos, como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la autoridad de aplicación una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, en los siguientes términos:

- El concesionario de explotación, dentro de su área, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto.

• Los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

Plazos en los Permisos y Concesiones de Explotación

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración (convencional o no convencional):

(i) Exploración convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco años. De esta manera se reduce de catorce a once años la extensión máxima posible de los permisos de exploración;
(ii) Exploración no convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir hasta un máximo de 13 años; y
(iii) Exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: se divide el plazo básico en dos períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en un año cada uno.

Al finalizar el primer período del plazo básico el titular del permiso de exploración decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Al término del plazo básico el titular del permiso de exploración restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

En cuanto a las concesiones de explotación, tendrán el siguiente plazo de vigencia el cual se contará desde la fecha de la resolución que las otorgue:

(i) Concesión de explotación convencional: 25 años;
(ii) Concesión de explotación no convencional: 35 años; y
(iii) Concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.

Asimismo, con una antelación no menor a un año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión, por un plazo de 10 años cada una, siempre que haya cumplido con sus obligaciones como concesionario de explotación, se encuentre produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presente un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

Se elimina la restricción a la titularidad de más de cinco permisos de exploración y/o concesiones de explotación de manera simultánea, ya sea en forma directa o indirecta.

Prórroga de Concesiones

La Ley Nº 27.007 faculta a las provincias que ya hubieren iniciado el proceso de prórroga de concesiones, a contar con un plazo de 90 días para concluir dicho proceso sobre la base de las condiciones establecidas por cada una de ellas. Las prórrogas subsiguientes serán regidas a futuro por la Ley de Hidrocarburos Argentina.

Adjudicación de Áreas

La Ley Nº 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo que será elaborado conjuntamente por la SE y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley e introduce un criterio concreto para la adjudicación de permisos y concesiones al incorporar el parámetro concreto de “mayor inversión o actividad exploratoria”, como definitorio en caso de igualdad de ofertas, a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) o Poder Provincial, según corresponda.

Canon y Regalías

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina actualizó los valores relativos al canon de exploración y explotación dispuesto por el Decreto Nº 1.454/07, los que, a su vez, podrán ser actualizados con carácter general por el PEN, sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno. A continuación, se detallan los valores actualizados para cada canon y regalías.

Canon de Exploración

El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

- Primer período: pesos 250 por km2 o fracción;
- Segundo período: pesos 1.000 por km2 o fracción; y
- Prórroga: durante el primer año de prórroga pesos 17.500 por km2 o fracción, incrementándose dicho monto en un 25% anual acumulativo.

En este caso, se mantiene el mecanismo de compensación: el importe que el titular del permiso de exploración deba abonar por el segundo período del plazo básico y por el período de prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al 10% del canon que corresponda en función del período por km2 que será abonado en todos los casos.

Canon de Explotación

El titular de un permiso de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon de pesos 4.500 por km2 o fracción.

Regalías

Las regalías son definidas como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en carácter de concedentes.

Se mantiene en un 12% el porcentaje que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural.

El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme el valor del petróleo crudo en boca de pozo, menos el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable. Se mantiene la posibilidad de reducir la regalía hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.

Para la realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá fijar una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía vigente, hasta un máximo del 18% según corresponda.

El Poder Ejecutivo Nacional o Poder Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los 10 años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los 36 meses a contar de la fecha de vigencia de la Ley Nº 27.007.

Finalmente, se contempla la posibilidad de que, previa aprobación de la Comisión de Inversiones Hidrocarburíferas, se reduzcan las regalías al 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extrapesados y costa afuera, debido a su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables.

Bono de Prórroga

La Ley Nº 27.007 faculta a la autoridad de aplicación a establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Bono de Explotación

La autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Concesiones de Transporte

Las concesiones de transporte, que hasta ahora se otorgaban por 35 años, serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta 10 años más cada una. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años, más los plazos de prórroga que se otorguen. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Legislación Uniforme

La Ley Nº 27.007 establece dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las provincias en materia ambiental e impositiva:

(i) Legislación Ambiental: prevé que el Estado Nacional y las provincias tenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

(ii) Régimen Fiscal: prevé que El Estado Nacional y las provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en sus respectivos territorios, en base a las siguientes pautas:

- La alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%;
- El congelamiento de la alícuota actual del impuesto de sellos, y un compromiso de no gravar con este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones; y

- El compromiso de las provincias y sus municipios de no gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.

Restricciones a la Reserva de Áreas para Empresas de Control Estatal o Provincial

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina establece restricción para el Estado Nacional y las provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. De esta manera, quedan a resguardo los contratos celebrados antes de la reforma por las empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas.

Respecto a las áreas que ya han sido reservadas a favor de empresas estatales y que aún no han sido adjudicadas bajo contratos de asociación con terceros, se establece que podrán realizarse esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas empresas durante la etapa de desarrollo será proporcional a las inversiones realizadas por ellas.

De esta manera, se elimina el sistema de acarreo o carry durante la etapa de desarrollo o explotación del área. Dicho sistema no fue prohibido para la etapa de exploración.

Régimen de Promoción de Inversión de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales

El 11 de julio de 2013 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto Nº 929/13 por el cual se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, con el objetivo de incentivar la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos, y la figura de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

La Ley Nº 27.007 extiende los beneficios del Régimen de Promoción a los proyectos hidrocarburíferos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US$ 250 millones, calculada al momento de la presentación del proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros 3 años del proyecto de inversión. Con anterioridad a la reforma, los beneficios del Régimen de Promoción alcanzaban a proyectos de inversión en moneda extranjera no inferior a un monto de US$ 1.000 millones en un plazo de 5 años.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares e inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que presenten dichos proyectos de inversión gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos:

(i) Del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% y el 60% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en caso de proyectos de explotación convencional y no convencional y en el caso de proyectos de “costa afuera”, respectivamente, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; y

(ii) De la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, siempre que los respectivos proyectos hubieran implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos el importe de US$250 millones.

En los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del Art. 6º de la Ley de Hidrocarburos Argentina, los sujetos incluidos en el Régimen de Promoción gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos de inversión, del derecho a obtener, por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el marco de tales proyectos y susceptible de exportación, un precio no inferior al precio de exportación de referencia, sin computarse la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

En el marco de estos proyectos de inversión, la Ley Nº 27.007 establece dos aportes a las provincias productoras en cuyo territorio se desarrolle el proyecto de inversión:

i. El primero a cargo del titular del proyecto por un monto equivalente al 2,5% del monto de la inversión comprometida a ser destinado a proyectos de responsabilidad social empresaria; y
ii. El segundo a cargo del Estado Nacional, cuyo monto será establecido por la Comisión de Inversiones Hidrocarburíferas en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión, el que se destinará a proyectos de infraestructura.

- **Transporte de Hidrocarburos Líquidos**

La Ley de Hidrocarburos, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley Nº 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional de diez años luego de ser solicitado al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N° 27.007, que se aplica a las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas después de Octubre 2014, excepto de las que ya se rige por las leyes anteriores, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones para el transporte de petróleo, gas y derivados por términos equivalentes a los otorgados por las concesiones de explotación vinculados a esas concesiones de transporte, luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional equivalente al de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de transportar petróleo, gas y derivados, y construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte están sujetas a aprobación de la SE para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas revierten al gobierno argentino sin ningún pago al titular. Adicionalmente, en virtud de la Ley Nº 26.197, todas las concesiones de transporte ubicadas íntegramente dentro de la jurisdicción de una provincia y no conectadas directamente a un ducto de exportación revierten a esa provincia. El Poder Ejecutivo Nacional retiene la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte conectadas directamente a ductos de exportación.

- **Refinación**

Las actividades de refinación de petróleo crudo llevadas a cabo por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las compañías petroleras en el registro que lleva la SE y al cumplimiento de disposiciones ambientales y sobre seguridad, como también a la legislación ambiental provincial e inspecciones municipales de seguridad e higiene. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución Nº 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras a optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad. Por medio del Decreto N° 2.014/2008 de fecha 25 de Julio de 2008 emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, se creó el programa de Refinación Plus, destinado a fomentar la producción de combustibles y gasolina. La ex Secretaría de Energía por medio de la Resolución N° 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. De acuerdo a dicho programa, las empresas refinadoras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión de una refinería existente, cuyos planes sean aprobados por la ex Secretaría de Energía, tendrán derecho a recibir

créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el entonces Ministerio de Economía y Producción.

- **Marcos Regulatorios Provinciales Aplicables a la Emisora**

A consecuencia de la transferencia del dominio originario de los yacimientos y la consecuente facultad de otorgar permisos y concesiones sobre éstos y de controlar los permisos y concesiones en cuestión, algunas provincias han optado por emitir sus propios marcos regulatorios del sector hidrocarburífero, aplicables a las actividades de dicho sector que tienen lugar dentro de sus respectivas jurisdicciones, tal el caso de la exploración y explotación de yacimientos. Conforme algunos antecedentes jurisprudenciales de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en la medida en que dichos marcos regulatorios se aparten de o contradigan a las normas federales sobre hidrocarburos, y no sean simples reglamentaciones locales tendientes a aplicar en el ámbito provincial las facultades transferidas por el Estado Nacional, aquellos deberían ser declarados inconstitucionales. Es posible que las autoridades de las provincias en las cuales la Emisora realiza actividades, pretendan aplicarle a ésta disposiciones locales reguladoras del mercado de los hidrocarburos, sobre temas ya regulados por normas federales o cuya regulación incumbe exclusivamente a las autoridades nacionales; en este caso, si dichas disposiciones locales fueran contrarias a las disposiciones federales, o efectivamente hayan regulado cuestiones reservadas exclusivamente a las autoridades nacionales, y su aplicación causara un perjuicio a la Emisora, ésta podría iniciar acciones a los efectos de obtener la inaplicabilidad de dichas normas locales y que se declare su inconstitucionalidad, debido a que el dominio provincial sobre los hidrocarburos no significa necesariamente jurisdicción sobre los mismos, es decir, facultad de reglamentar la industria.

Gas Natural – Transporte y Distribución

En junio de 1992, se sancionó la Ley de Gas Natural, en virtud de la cual se aprobó la privatización de Gas del Estado S.A. y se dividió el sistema de transporte de gas en dos sistemas troncales sobre una base geográfica, en lugar de cinco sistemas troncales como se organizaba anteriormente, los cuales son operados por dos compañías (Transportadora Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.). Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo, en Buenos Aires y sus alrededores. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires. La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como la Emisora, así como cualquier otro cargador interesado, tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición Nº 27/04 de la Subsecretaría de Combustibles y las Resoluciones Nº 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley Nº 26.732 dejaron de ser aplicables y a partir de entonces, no hay derecho de exportación sobre las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 8/2017, a través de cual se estableció un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de importación. Los permisos se prorrogarían por un período máximo de dos años y estarían sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del gobierno.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto Nº 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 3 del Decreto reglamentario de la Ley de Gas Natural, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el MME&M una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el ME&M, previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el ME&M podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. Cabe destacar que las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016, el que establece que en los supuestos de exportaciones temporarias destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquéllas que sean necesarias para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno argentino permitiendo el aumento de la producción de origen local, la autorización de exportación será emitida por el Ministerio de Energía y Minería, una vez evaluadas las solicitudes de conformidad con la normativa vigente. Asimismo, se estableció que el ME&M podrá emitir las normas complementarias que resulten necesarias.

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

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

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

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

Con respecto al régimen del gas, la Corte Suprema de Justicia de la Nación especificó que la audiencia pública siempre se debe hacer para el transporte y distribución del gas, por su naturaleza de servicio público y estar fijados monopólicamente de conformidad con la Ley de Gas Natural. Luego del mencionado fallo, el Estado Nacional, a través de ENARGAS, convocó a audiencias públicas mediante el dictado de la Resolución N° 3957/2016. A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 212-E/2016 del entonces ME&M (actualmente, la SE) en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas,

denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1º de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. En este sentido, el ENARGAS, basándose en las tarifas de gas aprobadas por la Resolución Nº 212-E/2016, dictó la Resolución Nº I/4053, restableciendo a partir del 7 de octubre de 2016 el aumento transitorio de las tarifas de Transportadora Gas del Norte S.A. del 289%. Posteriormente, con fecha 30 de marzo de 2017, Transportadora Gas del Norte celebró con el entonces Ministerio de Hacienda y con el Ministerio de Energía un acuerdo de renegociación integral de su licencia, cuya vigencia se mantuvo supeditada al cumplimiento de varias condiciones suspensivas, entre ellas, la aprobación del Poder Ejecutivo Nacional, previa intervención de la Sindicatura General de la Nación y ambas Cámaras del Congreso Nacional, previo dictamen de una comisión bicameral. En la misma fecha, Transportadora Gas del Norte obtuvo un nuevo aumento transitorio promedio de tarifas del 49%, a cuenta del aumento mayor que aplicará como resultado de una revisión tarifaria integral llevada a cabo por el ENARGAS y contra la ejecución de inversiones obligatorias. El acuerdo contenía los términos y condiciones convenidos entre el Poder Ejecutivo Nacional y Transportadora Gas del Norte S.A. para adecuar la licencia de este último, estableció las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017-2022 y concluyó el proceso de renegociación. Sus previsiones, una vez puesto en vigencia dicho acuerdo a partir de su ratificación por el Poder Ejecutivo Nacional, abarcaron el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la licencia.

Regulaciones del Mercado Electrónico del Gas ("MEG")

En febrero de 2004, el Decreto Nº 180/04 (i) creó el MEG para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución; y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (posteriormente regulado por la Resoluciones Nº 1146/04 y Nº 882/05 de la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto Nº 180/04, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG. La Emisora, además de productora, es comercializadora de gas y es agente del MEG, en virtud del otorgamiento de licencia como Agente Libre de fecha 28 de marzo de 2018.

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

- las distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la demanda prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo 2007-2011;
- los productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011;
- una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones; y
- en caso de que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detraído de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado

gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.

- En junio de 2016, mediante el dictado de la Resolución MEyM N° 89/16 se definieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el Comité de Emergencia, citado ante emergencias operativas que pudieran afectar el normal abastecimiento de la Demanda Prioritaria;
- Un año después, en junio de 2017 se emitió la Resolución. ENARGAS N° 4502/17, la cual aprobaba el procedimiento para la administración del despacho en el Comité de Emergencia. En caso de que no hubiera acuerdo, el ENARGAS definiría el abastecimiento considerando, para cada productor, las cantidades disponibles, habiendo descontado lo voluntariamente contratado con la Demanda Prioritaria, y asignando hasta alcanzar la proporcionalidad de cada productor y/o importador;
- Con fecha 18 de mayo de 2018, se emitió la Resolución ENARGAS Nº 59/2018, con vigencia el invierno 2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. Las Resoluciones 302/2018 y 215/2019 prorrogaron por 180 días, respectivamente, la vigencia de la Resolución ENARGAS Nº 59/2018.

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

Después de la revisión integral de la tarifa del gas, se celebraron los días 16, 17 y 18 de septiembre de 2016 las audiencias públicas. Como resultado, el 7 de octubre de 2016, el entonces Ministerio de Minería y Energía emitió la Resolución N° 212/2016, que establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y los nuevos aranceles de tarifas de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

La Resolución Nº 212/2016 encarga a la Secretaría de Hidrocarburos, hasta que los precios del gas PIST se establezcan mediante la libre interacción de oferta y demanda, presentar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, una propuesta de precios de PIST de gas natural, cada uno a partir del 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, con base en los valores contemplados en el esquema de reducción de subsidios, ajustando para cada semestre el precio objetivo, según las condiciones de mercado en el momento de elaboración de los precios propuestos. Dicha propuesta se presentará con 30 días de antelación al inicio de cada semestre y con un informe que contenga la base de los ajustes o modificaciones propuestas.

Por otro lado, la Resolución N° 212/2016 encarga a ENARGAS que prevea las medidas necesarias para que el monto final, incluyendo impuestos, de las facturas emitidas por los distribuidores de gas a través de redes en todo el país, que los usuarios estén obligados a pagar sobre la base de consumos posteriores a la vigencia de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) establecidos en la presente resolución, no exceda de los montos máximos equivalentes a los porcentajes siguientes, considerados como porcentajes incrementales sobre la suma total, incluidos los impuestos, de la factura emitida al mismo usuario por el mismo período de facturación en el año anterior. Se establece además que los límites de aumento establecidos anteriormente sobre los montos facturados finales se aplicarán siempre que el importe total de la factura supere el monto de pesos doscientos cincuenta ($250). En esa misma fecha, ENARGAS publicó las Resoluciones N ° 4044/2016, 4045/2016, 4046/2016, 4047/2016, 4048/2016, 4049/2016, 4050/2016, 4051/2016, 4052/2016, 4053/2016 y 4054/2016, mediante las cuales aprobó las tablas tarifarias para los usuarios en diversas sociedades, entre ellas Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora De Gas del Sur S.A.

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

Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos fue entregado al Ministerio de Energía y Minería. El 27 de septiembre de 2018 ENARGAS aprobó a través de la Resolución Nº RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, los nuevos cuadros tarifarios. El aumento semestral autorizado es de 19.67%, sobre la base de la evolución registrada entre marzo y agosto de los Índices de Precios al Consumidor.

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

La Ley de Solidaridad estableció un congelamiento del aumento tarifario por un plazo de 180 días, a partir de su entrada en vigencia.

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural por solicitud del entonces Ministerio de Energía y Minería, suscribieron los "Términos y Condiciones para la Provisión de Gas Natural a Distribuidores de Gas a través de Redes" (los "Términos y Condiciones"). Los Términos y Condiciones establecieron las políticas básicas para garantizar el suministro adecuado de gas natural a los Distribuidores y, en consecuencia, a los consumidores finales residenciales y comerciales, la continuidad de la reducción gradual y progresiva de los subsidios. Los Términos y Condiciones se firmaron en el marco del proceso de normalización del mercado del gas natural, que establecieron que los Términos y Condiciones serán efectivos durante el "período de transición" a la normalización que actualmente se previó para el 31 de diciembre de 2019.

Entre otras disposiciones, los Términos y Condiciones reconocen el derecho de transferir el costo de adquirir gas a la tarifa pagada por los usuarios y consumidores y establecer el volumen que cada productor y cada cuenca deben poner a disposición diariamente a los distribuidores (quienes a su vez pueden expresar su falta de interés en recibir dichos montos antes de determinada fecha de cierre que será establecida en los Términos y Condiciones) durante cada mes. Además, los Términos y Condiciones: (i) establecen sanciones por el incumplimiento de cualquier parte de su obligación de tomar o entregar gas; (ii) establecer los precios máximos del gas en dólares estadounidenses para cada cuenca por el período de dos años a partir de la ejecución de los Términos y Condiciones, que fueron significativamente más altos que los vigentes hasta este acuerdo; (iii) incluyen pautas de pago para las compras realizadas por los distribuidores a los productores y (iv) incluyen pautas para la terminación anticipada en caso de ciertas infracciones por las partes. De conformidad con los Términos y Condiciones, durante el período de transición, ENARSA asumió la obligación de suministrar la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley Nº 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

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

El 15 de noviembre de 2018, se emitió el Decreto 1053/18 el cual, en su Artículo 7, menciona que el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período.

Asimismo, facultó a ENARGAS para que determinará, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto Nº 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas referidas en el párrafo anterior, el que se transferirá a cada prestadora en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado, de acuerdo a la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a treinta (30) días de plazo, Una vez percibida cada cuota, las prestadoras deben realizar inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados e informarlos y acreditarlos mensualmente ante el ENARGAS. Esta directiva resultará

aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que se encuentran adheridos a este régimen, siempre que renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas.

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

Además, en diciembre de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación publicó la Resolución Nº 508/2017 en la que se estableció el procedimiento para la compensación de los ingresos más bajos que las licencias del servicio de distribución de gas natural a través de las redes reciben de sus usuarios, como resultado de: (i) la aplicación de beneficios y / o descuentos a los usuarios como resultado de las regulaciones vigente en relación con las tarifas aplicables al servicio de distribución de gas natural a través de redes; y (ii) los mayores costos del gas natural no contabilizado ("UNG") con respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, los licenciatarios de distribución deben informar al ENARGAS dentro de los términos establecidos en el mismo y sobre la base del consumo mensual analizado y, como declaración jurada, los montos requeridos para compensar las diferencias antes mencionadas. El mismo régimen de información fue adoptado por la UNG. Por lo tanto, para calcular las compensaciones por el monto que no reciben por los descuentos en la facturación, así como por las diferencias UNG, se establece una compensación que resulta de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

Subastas para Clientes del Segmento Residencial

Con fecha 8 de febrero de 2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución 32/2019, en la cual se instruía realizar un mecanismo de concurso de precios en el Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima ("MEGSA") para la provisión de gas natural en condición firme para el segmento residencial, por un plazo de 12 meses contado a partir del 1 de abril de 2019. Los volúmenes serán en invierno 2,5 veces los volúmenes de verano, los precios serán establecidos en dólares, pero serán convertidos a pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente en los cuadros tarifarios de las distribuidoras. El plazo de pago será a los 65 días de finalizado el mes de entrega.

La Subasta fue realizada el día 14 de febrero de 2019, para las cuencas Neuquén y Austral, celebrándose contratos por 14,26 millones de metros cúbicos diarios, con precios entre 3,90 y US$ 5,50/MMBTU. El precio promedio asignado fue de US$ 4,62/MMBTU. IEASA asumió la obligación de suministrar las ofertas por la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley Nº 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

Demanda Prioritaria y CEE

A través de la Resolución N° 599 del 2007, se homologó el acuerdo entre el Gobierno Nacional y los productores de gas natural, conocido como Acuerdo de Productores, cuyos objetivos principales fueron asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas y la recuperación paulatina de los precios en todos los segmentos del mercado. El último compromiso de abastecimiento residencial venció en diciembre 2011.

En octubre de 2010, a través de la Resolución I-1410 del ENARGAS, se establecieron modificaciones al mecanismo de despacho de gas natural, priorizando principalmente el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, con volúmenes por encima de lo acordado en la Resolución (SE) N° 599/07. Asimismo, en diciembre de 2011, se extendió temporal y unilateralmente las bases del Acuerdo de Productores, y así permitió al ENARGAS continuar utilizando las participaciones de los productores de gas establecidas en el acuerdo precedente (Resolución (SE) N° 172/11).

En junio de 2016 se publicó en el BO la Resolución (ME&M) N° 89/16, la cual estableció los criterios para la normalización de la contratación de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (el "PIST") para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria por parte de las prestadoras del servicio de distribución. Adicionalmente, se definieron criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el CEE, ante emergencias operativas que puedan afectar su operación normal.

Finalmente, en junio de 2017 se emitió la Resolución (ENARGAS) N° 4.502/17, aprobando el procedimiento para la administración del despacho en el CEE. En caso de que el CEE no llegue a un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.

Precio del Gas Natural en el PIST

A principios de enero 2018 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 respecto a la emergencia pública iniciado en 2002, y se reactivó la Ley N° 24.076, la cual prevé que el precio de suministro de gas natural debe ser aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda. Por lo tanto, las distribuidoras de gas natural firmaron un acuerdo con los principales productores de gas natural del país con vigencia por año desde el 1 de enero de 2018. Los precios se diferenciaban por cuenca de origen, categoría de usuario y tarifa plena o diferencial, con aumentos periódicos, y se encontraban en un rango de US$ 1/MBTU a US$ 6,5/MBTU.

Sin embargo, en virtud de la devaluación en gran magnitud que sufrió el peso y la imposibilidad de traspasar su impacto a los cuadros tarifarios de los usuarios finales, a principios de octubre de 2018 dicho acuerdo quedó sin efecto y la concertación de precios con las distribuidoras se rigió en el rango de precios reconocido por el ENARGAS en los cuadros tarifarios.

No obstante, en relación a la discrepancia por diferencia de cambio entre el precio de compra de gas por parte de las distribuidoras y el reconocido en las tarifas finales, el 15 de noviembre de 2018 se emitió el Decreto N° 1.053/18, en la cual se estableció de manera excepcional que el Estado Nacional asuma dicha diferencia para el período abril de 2018 – marzo de 2019, pagadero en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir de octubre de 2019.

A mediados de febrero de 2019, se subastó la provisión de gas natural para distribuidoras de gas en condición firme de ToP y DoP por hasta el 70% del volumen máximo diario, para el plazo de 12 meses con estacionalidad, con vigencia a partir de abril de 2019. Para la Cuenca Noroeste, se asignaron 9,4 y 3,8 millones de m3 por día para el invierno (abril – septiembre de 2019) y verano (octubre de 2019 – abril de 2020), respectivamente, a un precio promedio de ofertas de US$4,35/MBTU. Para el resto de las cuencas, se asignaron 36,1 y 14,4 millones de m3 por día para el invierno y verano, respectivamente, a un precio promedio de ofertas de US$ 4,62/MBTU. La facturación de productores a distribuidoras sería en pesos, de acuerdo a la Res. ENARGAS N° 72/19, considerando el tipo de cambio promedio divisas del Banco Nación entre el día 1 y 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o los tipos de cambio contenidos en los contratos si fueran más bajas. Sin embargo, la actualización al tipo de cambio que debió realizarse el 1 de octubre de 2019 aplicable para el período estacional de verano octubre 2019 a abril 2020, fue diferido en sucesivas ocasiones. Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, el congelamiento del tipo de cambio quedó sujeto a un plazo máximo de hasta 180 días.

Mediante las Resolución (ENARGAS) N° 193-199, 201-202 y 205-207 /19, se establecieron los cuadros tarifarios de gas vigentes desde abril de 2019, considerando un precio del gas en el PIST como materia prima para los siguientes 6 meses entre US$2,14/MBTU y US$ 4,69/MBTU, incluyendo la tarifa diferencial. Posteriormente, se establecieron bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas en el PIST para abril y mayo de 2019, respectivamente, por medio de subsidios, y con el objetivo de suavizar la erogación monetaria por el consumo estacional, se aprobó el diferimiento del 22% en las facturas emitidas entre julio y octubre de 2019, a recuperarse en cinco cuotas a partir de diciembre de 2019.

La actualización de los cuadros tarifarios correspondientes a octubre de 2019 fue diferida hasta el 1 de febrero de 2020 mediante diferentes resoluciones, y con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios e iniciarían un proceso de revisión extraordinaria de la revisión tarifaria integral ("RTI") por hasta 180 días.

Gas Natural para la Generación Eléctrica

En noviembre de 2018 se facultó a las centrales térmicas a adquirir su propio combustible. En enero de 2019 se continuaron utilizando como referencia los precios máximos del gas en el PIST establecidos en la Nota SGE N° 66680075/18: para el período junio – agosto de 2019 se fijó en US$ 4,95/MBTU para la Cuenca Neuquina, US$ 5,15/MBTU Cuenca Noroeste, US$5,10/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US$ 4,90/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US$ 4,85/MBTU Cuenca Tierra del Fuego; mientras que para el resto del año se fijaron en US$ 3,70/MBTU Cuenca Neuquina, US$3,60/MBTU Cuenca Noroeste, US$3,55/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US$ 3,35/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US$ 3,30/MBTU Cuenca Tierra del Fuego.

Por otro lado, con el objetivo que el MEM asuma los costos del gas importado y, en consecuencia, reflejarlo en los costos variables por los que se basa el despacho eléctrico, con fecha 4 de octubre de 2018 se emitió la Res. SGE N° 25/18, estableciendo que en el caso de que el proveedor sea IEASA, CAMMESA debe adoptar el costo de adquisición y comercialización, con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018.

El 27 de diciembre de 2018 se licitó el gas para usinas, efectivo para el año 2019. La subasta de CAMMESA recibió indicaciones de precio por un total de 222 millones de m3 de gas por día en condición interrumpible, a precios en el PIST estacional con máximo de US$ 5,2/MBTU y mínimo de US$ 3,2/MBTU para el período junio – agosto de 2019, y con máximo de US$3,7/MBTU y mínimo de US$2,2/MBTU para el resto del año. Dicha subasta consideró los precios máximos estacionales PIST de referencia estipulados en la Nota SGE N° 66680075/18 descriptos en el párrafo precedente.

Sin embargo, mediante la Nota SGE N° 07973690/19 se instruyó a CAMMESA a reconocer en los costos variables de producción ("CVP") declarados a partir del 18 de febrero de 2019 el precio máximo de gas equivalente al promedio ponderado por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del combustible se hubiera adquirido por los contratos surgidos en la subasta de CAMMESA para el año 2019. Por ende, los precios de referencia del gas en el PIST disminuyeron significativamente, fijado para la Cuenca Neuquina en rangos cercanos a US$ 3,70/MBTU durante los meses de junio a agosto de 2019, y de US$ 2,70/MBTU para el resto del año.

El 27 de diciembre de 2019 hubo otra subasta de CAMMESA, en condición interrumpible, sólo válida para enero de 2020. Se recibieron ofertas por un total de 260 millones de m3 de gas por día a un precio promedio en el PIST de US$ 1,73/MBTU en Cuenca Neuquina. No obstante, el 29 de enero de 2020 se licitó el gas para el mes de febrero de 2020, pero en condición parcialmente firme, donde el productor se obliga a entregar un volumen mínimo igual al 30% (DoP). Se recibieron ofertas por un total de 84 millones de m3 de gas por día a un precio promedio en el PIST de US$ 2,59/MBTU para la Cuenca Neuquina.

Finalmente, desde el 30 de diciembre de 2019 la provisión de combustible para usinas quedó nuevamente centralizada en CAMMESA (excepto generadores con Energía Plus).

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

En febrero de 2013 se publicó la Resolución Nº 1/13 en la cual se estableció el Plan Gas por una vigencia de cinco años, con el objetivo de compensar proyectos que contribuyan al abastecimiento nacional de gas. Dicha resolución creó el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" (el "Plan Gas I"). Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas estaban invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ante la Comisión (disuelta por el Decreto Nº 272/2015 y sus facultades transferidas al entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación –actualmente, la Secretaría de Energía-) antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir

una compensación de hasta US$7,5/MMBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución Nº 1/2013, y estaban sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Adicionalmente, la Comisión podrá dejar sin efecto un proyecto de aumento de la inyección total de gas natural previamente aprobado, en la medida que se verifiquen algunos de los siguientes supuestos: (i) la omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto Nº 1.277/2012, y de sus normas o actos complementarias; (iii) el incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del programa, previa intimación por un plazo no inferior a 15 días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos 180 días corridos; o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa tuvieren una disminución de precios y/o cantidades injustificada. En 2013 la Comisión a través de la Resolución N° 3/2013 aprobó el "Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" que establece los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas I y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen. Este reglamento establece, entre otras cuestiones, la forma de determinar la penalidad por incumplimiento de los valores mínimos de inyección total comprometidos.

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

En noviembre de 2013, la Comisión (a la fecha de este Prospecto, disuelta en virtud del Decreto Nº 272/2015 y cuyas facultades fueron transferidas al entonces Ministerio de Energía de la Nación) mediante el dictado de la Resolución N° 60/2013 creó el "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida" (el "Plan Gas II"). El objetivo principal del Plan Gas II fue aumentar la inyección de gas natural por parte de las empresas productoras que por sus escalas productivas y/o las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan, presenten una inyección reducida de gas natural a fin de incentivar la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas y lograr el autoabastecimiento energético en el mediano y largo plazo. La inscripción en el Plan Gas II presentada por la Emisora y UENE, como grupo económico, fue aprobada por la Comisión mediante la Resolución N° 134 de fecha 14 de julio de 2014.

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

El 5 de diciembre de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 83/2013 aprobó el "Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida" que establece: (i) la vigencia del Plan Gas II hasta el 31 de diciembre de 2017, y (ii) los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas II y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen. El 13 de julio de 2015, la Comisión a

través de la Resolución N° 123/2015 aprobó el "Reglamento de Adquisiciones, Ventas y Cesiones de Áreas, Derechos y Participación en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida" (el "Reglamento de Adquisiciones y Ventas") que regula los efectos de las adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación de áreas sobre parámetros de inyección correspondientes a los proyectos inscriptos en el Plan Gas I y en el Plan Gas II, oportunamente presentados por las empresas beneficiarias involucradas en esas operaciones de adquisición, venta o cesión.

De acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2016, los subsidios devengados bajo el Plan Gas II, hasta diciembre de 2015 serían abonados a los beneficiarios en especie, mediante la entrega de bonos del Estado Nacional en dólares estadounidenses (Bonos de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses 8%, 2020, Bonar 2020 US$). Para recibir el pago los beneficiarios debían presentar antes del 23 de junio de 2016 una solicitud ante el entonces Ministerio de Energía y Minería. En marzo de 2018, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) aprobó la Resolución Nº 97/2018, que estableció el procedimiento de pago de montos acumulados durante 2017 en virtud del Plan Gas II. Según la Resolución Nº 97/2018, los montos adeudados en virtud del Plan Gas II se pagarán a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales, iguales y consecutivas. El monto de cada cuota se pagará en pesos argentinos, calculado al tipo de cambio establecido por la Resolución Nº 97/2018.

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

El 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución N° 46-E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, la cual crea el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios no Convencionales, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y por medio del cual se busca incentivar las inversiones para la producción de gas natural obtenido por métodos no convencionales en la Cuenca Neuquina. Para ingresar al programa se debía presentar un plan de inversiones (que, de no ser cumplido, causaría la pérdida de los beneficios bajo el programa), y éste debía alcanzar a las concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina que producen gas natural no convencional. El programa consistió en el pago de una compensación que se determinó mensualmente multiplicando el volumen de gas comercializado proveniente de las concesiones incluidas por la diferencia entre el precio mínimo y el precio efectivo del mismo (el promedio facturado por cada empresa en el mercado interno). El precio mínimo es de US$7,50/MMBTU para el año 2018, disminuyendo luego US$0,50/MBTU por año hasta llegar a US$6,00/MMBTU para el año 2021.

Las empresas pudieron cobrar compensaciones bajo este programa desde el mes posterior a la solicitud de inclusión en el mismo o el mes de enero de 2018, el que fuera posterior, y hasta diciembre del año 2021, ambos inclusive. Las compensaciones determinadas según lo indicado precedentemente fueron pagaderas en un 88% a las empresas que adhieran al programa y en el 12% restante a la provincia correspondiente a cada concesión incluida en este programa. Las compensaciones fueron determinadas en dólares, pero se abonaron en pesos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del último día hábil del mes al que corresponda la producción incluida sujeta a compensación. En noviembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 447-E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, mediante la cual los beneficios de este programa se extendieron a la Cuenca Austral.

Los proyectos piloto podían obtener el precio mínimo para la totalidad de su producción no convencional, siempre y cuando tengan una producción media anual igual o superior a 500.000 m3 por día durante 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019. Para proyectos en desarrollo, sólo se beneficia la cantidad incremental sobre la producción inicial definida. El precio de referencia para calcular el incentivo era el promedio ponderado del mercado argentino, informado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (la "SRH") del ME&M. Asimismo, era condición para el mantenimiento en el programa el cumplimiento del plan de inversiones informado a la autoridad provincial, de lo contrario debían devolver los montos recibidos, ajustados por tasa de interés del Banco Nación.

Adicionalmente, el 20 de enero de 2018 se emitió la Resolución (ME&M) N° 12/18, por medio del cual se efectuaron las modificaciones pertinentes al Plan Gas No Convencional a los efectos de hacer aplicables los incentivos allí

previstos a las concesiones adyacentes que sean operadas de manera unificada y cumplan con las demás condiciones.

Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el "Decreto 892/2020") -l "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024"

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

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos de dicho plan en su artículo 2°, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos. A su vez, se establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N°2.255/92).

Conforme lo establece el Decreto 892/2020, su reglamentación estará a cargo de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, en particular lo referido al 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 bajo el Plan Gas IV en el marco de un proceso competitivo. Asimismo, se establece que ENARGAS deberá dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en el presente decreto, organismo que a su vez junto con IEASA y CAMMESA, deberá prestar toda la asistencia técnica que fuere requerida por la referida Secretaría para la implementación del plan.

El Decreto 892/2020 detalla los lineamientos a de la reglamentación a cargo de la Secretaría de Energía, que, entre otros, incluye: (i) un volumen base total de 70.000.000 m3 por día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema, modificable por la Secretaría de Energía; (ii) una duración inicial de 4 años, que podrá ser ampliada por la Secretaría de Energía, pudiendo contemplarse un plazo mayor para proyectos costa afuera, de hasta 8 años en total; (iii) la posibilidad de ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme estacional por hasta un volumen total de 11.000.000 m3 por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal; (iv) el deber de la Secretaría de Energía de diseñar un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar para la negociación de los contratos particulares resultantes del esquema; y (v) se deberá garantizar un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, y de las exportaciones en período no invernal.

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

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

El 1° de abril de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 28/2016, en virtud de la cual se aumentaron sustancialmente los precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) para

usuarios residenciales y comerciales. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaran un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estarían sujetos a tasas inferiores de aumento. La resolución preveía, también una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios sería bonificado. En junio de 2016, la Resolución N° 99/2016 limitó los aumentos de precios para pequeños usuarios y fijó un tope del 400% o 500% (según el tipo de consumidor) de las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para esos usuarios (previo al aumento de precios de abril de 2016). Sin embargo, en julio de 2016 dichas medidas fueron declaradas nulas por la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata, decisión que fue confirmada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en agosto de 2016, argumentando que debió haberse convocado a audiencias públicas para decidir el aumento de las tarifas. A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1º de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. Las principales disposiciones de la Resolución Nº 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería son las siguientes: (i) se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el punto de ingreso al sistema de transporte) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1º de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016; (ii) se establecieron topes entre el 300% y 500% a los incrementos de las tarifas para aquellas facturas emitidas por las distribuidoras a los usuarios residenciales o comerciales que superen la suma de $250. Dichos topes se fijaron en función de los importes facturados durante el mismo período del año anterior; (iii) se estableció una bonificación del 30% sobre la tarifa para los usuarios residenciales y comerciales que alcancen un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior; (iv) se estableció una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios será bonificado; (v) se estableció un sendero de precios de normalización del precio de gas en boca de pozo para el mercado regulado para el gas producido. Los precios de gas en boca de pozo se fijaron en dólares y fueron trasladados a tarifas que pagaron los usuarios de las distribuidoras en pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento del aumento. Para la Patagonia, Malargüe y la Puna, el sendero de precios va desde US$1,29/MMBtu a partir del 1º de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US$6,72/MMBtu el 1º de octubre de 2022; y (vi) se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para que, hasta tanto los precios de gas en el mercado regulado sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, a elaborar semestralmente y elevar al entonces Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, la propuesta de precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1º de abril y el 1º de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución Nº 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería.

El 7 de octubre de 2016, se publicó la normativa del ENARGAS correspondiente al traslado de precios de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas por el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017. Con fecha 31 de marzo de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 74 E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, en virtud de la cual se estableció el cuadro tarifario del gas natural en el punto de ingreso al sistema transporte para el período comprendido entre el 1º de abril de 2017 y el 30 de septiembre de 2017. En la Provincia de Santa Cruz, las tarifas de gas al 1º de abril de 2017, se incrementaron a un promedio del 233%, con incrementos que varían del 80% hasta el 560%, respecto de las tarifas vigentes para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Con posterioridad a la emisión de la Resolución Nº 74 E-/2017, el ENARGAS emitió la normativa correspondiente a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas a partir del 1º de abril de 2017. En diciembre 2017, el Ministerio de Energía y Minería emite la Resolución Nº 474-E-2017, que establecía los nuevos precios PIST a partir de diciembre 2017. Con fecha 28 de marzo de 2018, el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios vigentes a partir del 1 de abril de 2018. Con fecha 11 de febrero de 2019, el ENARGAS emitió la Resolución Nº 72/2019, por la cual se aprueba la Metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. La misma establece, entre otros, que para trasladar a pesos los

dólares negociados entre distribuidoras y productores, se utilizará la cotización promedio del Banco de la Nación Argentina durante los primeros 15 días del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional.

Con fecha 29 de marzo de 2019, se emite la Resolución Nº 148/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), en la cual se instruye al ENARGAS a que, al emitir los distintos cuadros tarifarios a partir del 1 de abril de 2019, se establezca un descuento especial del 27% y 12% en el precio PIST para los meses de abril y mayo 2019 respectivamente, asumiendo el Estado con carácter excepcional el pago de dichas diferencias al proveedor de gas natural.

Con fecha 29 de marzo de 2019 el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1 de abril de 2019, teniendo en cuenta lo instruido en la Resolución Nº 148/2019. Mediante Resolución Nº 27/2020 de fecha 23 de abril de 2020, el ENARGAS derogó la actualización prevista en la Resolución Nº 72/2019.

GLP

La Ley Nº 26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP, regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley: (i) crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad; (ii) protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP; (iii) crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos; (iv) otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y (v) crea un fondo fiduciario para atender el consumo residencial de GLP envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos: a) la totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la Ley de GLP, b) los fondos que por ley de presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) los aportes específicos que la autoridad de aplicación convenga con los operadores de la actividad.

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

Con respecto a las regulaciones en materia de exportación de GLP, la Disposición Nº 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía. Las compañías que desean exportar GLP deben demostrar primero que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de vender GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el "Acuerdo Complementario". Este acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10, 12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el volumen prescrito de GLP y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El Acuerdo Complementario se prorrogó en los años siguientes hasta 2015, con ciertas modificaciones en las cantidades y precios que se proporcionarán cada año. El 1° de abril de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 28/2016 en virtud de la cual los precios del propano no diluido para usuarios residenciales fueron sustancialmente incrementados. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaron un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estuvieron sujetos a tasas inferiores de aumento.

Este nuevo programa para el suministro de GLP embotellado ha sido modificado por diferentes resoluciones sucesivas que modificaron los precios de referencia y la metodología para actualizaciones futuras de precios de referencia, entre otros cambios (entre ellas, las Resoluciones Nº 56-E/2017 y Nº 75/2017 del Secretario de

Hidrocarburos y la Resolución Nº 287-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería –actualmente, la Secretaría de Energía-).

Plan Hogar y Acuerdo Propano para Redes

Actualmente está en vigencia el programa de abastecimiento de butano para garrafas a precio subsidiado, creado por el Decreto N° 470/15 y englobado bajo el Plan Hogar (Resolución (SRH) N° 56/17 y modificatorias), estableciendo la provisión de un cupo definido de GLP por parte de los productores a empresas fraccionadoras, bajo un precio máximo de referencia, a beneficio de usuarios residenciales de bajos recursos. El precio de venta del butano y el propano comercializado bajo el Plan Hogar es determinado por la SRH, fijando el precio en AR$ 5.416/ton de butano y AR$ 5.502/ton para el propano desde abril de 2018 (Disposición N° 5/18). Posteriormente, se actualizaron los precios en AR$ 9.154/ton de butano y AR$ 9.042/ton para el propano desde el 1 de febrero de 2019 (Resolución (SGE) N° 15/19), en AR$ 9.327/ton de butano y AR$ 9.213/ton para el propano desde el 10 de mayo de 2019 (Disposiciones SHC N° 34/19), y en AR$ 9.895/ton de butano y AR$ 9.656/ton para el propano desde el 1 de julio de 2019 (Disposiciones SHC N° 104/19).

Tanto para el Plan Hogar como para el Acuerdo Propano para Redes, se estableció el pago de una compensación a los participantes a ser abonada por el Estado Argentino, la cual se calcula como la diferencia entre el precio comercializado en el marco de dicho acuerdo y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SRH, aunque con importantes atrasos en los plazos de cobranza.

Derecho de Exportación

Mediante los Decretos N° 793 y 865/18, desde septiembre de 2018 rige un impuesto a la exportación de, entre otros productos, gas natural, propano, butano y gasolina natural de AR$ 4 por cada US$ exportado, con alícuota máxima del 12%. No obstante, desde el 23 de diciembre de 2019 con la implementación de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, la alícuota no podrá superar el 8% del valor imponible o del precio FOB (aunque, a la fecha de este Prospecto, este aspecto se encuentra pendiente de reglamentación).

Exportación de Gas Natural

Mediante las Resoluciones del Ministerio de Economía N° 104/18 y (SGE) N° 9/18, posteriormente sustituidas por la Resolución (SGE) N° 417/19 en julio de 2019, se estableció el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino.

Asimismo, la Disposición SHC N° 168/19 de agosto de 2019 aprobó la exportación de gas desde septiembre de 2019 hasta mayo de 2020, por un volumen máximo agregado de 10 millones de m3/día, siendo el 65% del centro-oeste, 25% del sur y 10% del noroeste argentino.

Ante el eventual incurrimiento de mayores costos a cargo del Estado Nacional por uso de combustibles alternativos para generar electricidad por parte del MEM (Gas Natural Licuado ("GNL") importado, carbón, FO o GO), los exportadores deben pagar una compensación a CAMMESA. Mediante la Resolución (SGE) N° 506/19 emitida el 29 de agosto de 2019, se fijó un mínimo de US$ 0,1/MBTU y un máximo de US$ 0,2/MBTU por el volumen exportado, pudiendo ser compensado con créditos de cada exportador con CAMMESA por la venta de gas en el mercado doméstico. Dicha compensación se incluiría en el costo de la energía en el MEM.

Producto de los Decretos N° 793 y 865/18, desde septiembre de 2018 rige un impuesto a la exportación de gas de AR$ 4 por cada US$ exportado, con alícuota máxima del 12%, y posteriormente modificada mediante la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, en la cual desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que no podrá superar el 8% del valor imponible o del precio FOB.

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

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

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto Nº 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley Nº 27.541 que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

En mayo de 2020 el Poder Ejecutivo decretó el Decreto Nº 488/2020, en el artículo 7º dispuso una alícuota del 0% (cero por ciento) del derecho de exportación que grava la exportación de las mercaderías comprendidas en este decreto, en los casos que el Precio Internacional sea igual o inferior al Valor Base que se fijó en USD 48 (Dólares Estadounidenses cuarenta y ocho). A su vez, gravó con una alícuota del 8% (ocho por ciento) del derecho de exportación a la exportación de las mercaderías comprendidas en ese decreto, en los casos que el Precio Internacional, cuyo valor es calculado mensualmente, sea igual o superior al Valor de Referencia que se estimó en USD 60 (Dólares Estadounidenses sesenta). En los casos que el Precio Internacional resulte superior al Valor Base e inferior al Valor de Referencia, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo a una fórmula que se incluye en el mismo decreto. Por último, el Decreto Nº 488/2020 dejó sin efecto toda norma que se oponga a dicha regulación.

Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020

Adicionalmente, como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 24 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino dictó el decreto de necesidad y urgencia 311/2020 el que fuera reglamentado por la Resolución MDP 173/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios de gas por redes no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso.

Comercialización de Crudo en el Mercado Interno

En enero de 2017 el Estado Nacional firmó con los productores y refinadores de petróleo crudo de Argentina el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina, con el objetivo de generar convergencia gradual del precio del barril del crudo comercializado en Argentina al precio internacional. Dicho acuerdo fue suspendido en octubre de 2017, dado que la cotización para el petróleo crudo Brent superó durante 10 días consecutivos el valor de US$ 55/bbl, y desde entonces el precio interno del barril de crudo como materia prima de refinación y los precios del surtidor estuvieron determinados en función de la oferta y demanda doméstica.

Sin embargo, tras la volatilidad del tipo de cambio experimentada en agosto de 2019, el 16 de agosto de 2019 se emitió el DNU N° 566/19, fijando el precio del barril convenido entre productor y refinador en el mercado local al día 9 de agosto de 2019, válido hasta el 13 de noviembre de 2019, considerando un precio de referencia Brent de US$ 59/bbl y un tipo de cambio de pesos 45,19/US$, que fue actualizándose hasta pesos 51,77/US$.

Derecho a la Exportación de Hidrocarburos Líquidos

Desde septiembre de 2018 por Decretos N° 793 y 865/18, rige un impuesto a la exportación de petróleo de pesos 4/US$ exportado, con alícuota máxima del 12%. Sin embargo, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció que dicha alícuota sea menor o igual a 8% del valor imponible.

El 18 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 488/2020 estableciendo un precio sostén en el mercado doméstico, que fijó en $45 dólares por Barril Criollo para el tipo de crudo 34°API Medanito estableciendo la línea comparativa de precios con otros crudos de diferentes grados, calidades, o condiciones tales como puerto de exportación y mercado local. La medida no es retroactiva y está sujeta a revisiones trimestrales siempre y cuando el Brent no exceda los $45 dólares por 10 (diez) días seguidos. El decreto también eliminaba los impuestos de exportación para el petróleo, siempre y cuando se cumpla la condición de precio y tiempo detallada, también insta a las refinerías a comprar el stock de los productores domésticos. Las compañías que vendan bajo el decreto están sujetas a restricciones de tipo de cambio fijadas por el mercado. El Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020 por cumplirse lo establecido en el artículo 7 del Decreto 488/2020, al verificarse durante 10 días corridos un precio de cotización para el Brent en el mercado de futuros superior a los $45 dólares por barril. Junto con la derogación del decreto, se restableció el impuesto a la exportación sobre las ventas de petróleo crudo. La tasa del impuesto a la exportación se determina mediante una fórmula basada en el precio del petróleo Brent, que va desde el 0% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a $ 45 dólares por barril hasta un máximo del 8% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a más de $ 60 dólares por barril.

- **Normativa Ambiental en la Argentina**

Los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, con la reforma del año 1994, y otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales recientemente sancionadas, fortalecieron el marco legal para la protección del medio ambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más estricta en cuanto a la aplicación de las leyes y reglamentaciones ambientales, incrementando las sanciones por eventuales desacatos a las mismas.

De conformidad con los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes de la República Argentina tienen derecho a un ambiente sano y el deber de preservarlo para las generaciones futuras. Las personas que provoquen daños al medio ambiente tienen la obligación de subsanar el daño causado conforme a lo previsto en la ley aplicable. El gobierno nacional tiene derecho a dictar normas mínimas para la protección del medio ambiente, mientras que las provincias y los municipios también pueden dictar normativa en la materia.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales que regulan la calidad ambiental en Argentina. Estas leyes y reglamentaciones establecen la obligación de obtener ciertos permisos, definen normas sobre determinados aspectos de calidad ambiental, establecen sanciones y demás responsabilidades ante la violación de dichas obligaciones y prevén los deberes de subsanación del daño ambiental provocado.

En general, la Compañía está sujeta a los requisitos de las siguientes leyes federales en materia ambiental (incluidas sus respectivas disposiciones reglamentarias y complementarias). A modo de ejemplo:

(i) Constitución Nacional (artículos 41 y 43, entre otros);
(ii) Ley General del Ambiente Nº25.675;
(iii) las normas NAG (emitidas por ENARGAS) de protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases distribuidos por tuberías;
(iv) Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios Nº25.612;
(v) Ley de Residuos Peligrosos Nº24.051;
(vi) Ley sobre Preservación del Aire Nº 20.284;
(vii) Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas Nº25.688;

(viii) Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB Nº25.670;
(ix) el Código Penal; y
(x) el Código Civil y Comercial de la Nación, el cual establece las reglas generales del derecho de responsabilidad civil.
(xi) Régimen de Preservación, Conservación y Mejoramiento del Ambiente de la Provincia de Neuquén Ley N°1875.
(xii) Ley N°55 de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

Estas leyes y reglamentaciones abordan cuestiones ambientales de índole nacional, entre ellas, la eliminación de efluentes líquidos, la investigación y limpieza de sustancias peligrosas, los reclamos por daños a recursos naturales y responsabilidad por actos ilícitos extracontractuales con respecto a sustancias tóxicas. Se puede dictar normativa provincial y local que complemente esas leyes y reglamentaciones de índole nacional.

Habida cuenta de que las actividades de la Compañía se llevan a cabo en distintas jurisdicciones provinciales, se deben tener en cuenta las reglamentaciones aplicables en cada una de ellas.

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

Asimismo, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, federales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.

Durante el año 2005 la ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución Nº 785/05, modificada por la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Depósito de Hidrocarburos, una medida dirigida a reducir y corregir la contaminación ambiental causada por los tanques aéreos de depósito de hidrocarburos.

Durante 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.520, publicada en el Boletín Oficial el 20 de diciembre de 2019, sobre normas mínimas sobre adaptación y mitigación del cambio climático global que se centran en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que pueden prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados con el cambio climático y explorar y aprovechar las nuevas oportunidades de los eventos climáticos también.

La reseña precedente de las principales leyes ambientales aplicables en Argentina es simplemente un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva del marco legal aplicable en Argentina en materia ambiental. Este resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con cuestiones ambientales vigentes a la fecha de este Prospecto, las cuales están sujetas a cambios.

- **Restricciones a la Importación y Exportación**

En virtud de la ley argentina, en particular las leyes Nº 17.319 y 24.076 y la Resolución SE Nº 1679/04, las exportaciones de petróleo crudo y gas natural, así como las exportaciones de la mayoría de los productos de hidrocarburos, requieren actualmente la autorización previa de la Secretaría de Energía. Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía de conformidad con el régimen establecido en la Resolución SE Nº 241-E/17, enmendada y reglamentada por otro reglamento. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o bien que se ha realizado una oferta para vender el producto a compradores locales y que la misma haya sido rechazada. Además, el 21 de marzo de 2017, el Decreto Nº 192/2017 se publicó en el Boletín Oficial, y creó el "Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos" (el "Registro"), y estableció que el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación sería la responsable de controlar el Registro. El Registro involucró operaciones de importación de: (i) petróleo crudo y (ii) algunos otros subproductos específicos enumerados en la Sección 2 del Decreto.

Mediante este reglamento, cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación antes de que se realizara la importación. Según este Decreto, el entonces Ministerio de Energía y Minería tuvo que establecer la metodología aplicable para emitir las autorizaciones de importación, que se basó en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado interno; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con petróleo crudo nacional; y (c) falta de subproductos enumerados en la Sección 2 del Decreto ofrecido en el mercado interno. Este régimen eximía cualquier importación por parte de CAMMESA con el fin de abastecer a las centrales eléctricas con el propósito principal de proporcionar suministro técnico al "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o "SADI"). El 24 de noviembre de 2017, el Decreto Nº 962/2017 se publicó en el Boletín Oficial. El Decreto Nº 962/2017 introdujo modificaciones al Decreto Nº 192/2017, se estableció la vigencia del Registro hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto Nº 962/2017 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones de importación relacionadas con el petróleo crudo, la gasolina y el gasoil incluidas en el Decreto Nº 192/2017 ya no están sujetas a registro. Con respecto a las regulaciones tributarias, el 7 de enero de 2017, los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos expiraron, ya que el plazo provisto por la Ley de Emergencia Pública no se extendió. A través del Decreto nº 793/18, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se fijaron derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2020 a la tasa del 12% (doce por ciento) a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del Mercosur (NCM), alcanzando a todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto prevé que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podrá exceder de $ 3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Con posterioridad, la Ley Nº 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto Nº 793/18.

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

La Ley Nº 27.541, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto Nº 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley Nº 27.541 que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

Los gasoductos transfronterizos se construyeron para interconectar a Argentina, Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay, y productores debido a la exportación de gas natural al mercado chileno, en la medida que el gobierno argentino lo permitía. Durante los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural de Argentina, incluida la emisión de instrucciones de suministro interno de conformidad con el Reglamento Nº 27/04 y las Resoluciones Nº 265/04, 659/04 y 752/05 (se obliga a los exportadores a suministrar gas natural al mercado nacional argentino), emitiendo instrucciones expresas para suspender las exportaciones, suspendiendo el procesamiento de gas natural y adoptando restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías de transporte y/o comités de emergencia creados para enfrentar situaciones de crisis. Sin embargo, debido a las medidas tomadas por administración anterior, se inició una nueva etapa con respecto a las exportaciones e importaciones de gas natural a través de los sistemas de ductos argentinos.

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

importación de gas natural durante el invierno y la exportación de gas natural durante el verano. Estas medidas tienen un impacto directo en el gasoducto de GasAndes. En el lado chileno del gasoducto GasAndes, los contratos de transporte de forma interrumpible se ejecutaron con Metrogas (Chile) y con dos nuevos clientes: Enap y Endesa. En la sección argentina del gasoducto, se ejecutó un contrato interrumpible con Enarsa, a las tarifas proporcionadas por ENARGAS. Asimismo, con fecha 21 de agosto de 2018, el Ministerio de Energía (actualmente, Secretaría de Energía) dictó la Resolución Nº 104/2018, por la cual se autoriza la exportación de gas natural y se aprueba el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el "Procedimiento"). Dicho Procedimiento contiene el tratamiento que recibirán los volúmenes de exportación de gas natural equivalentes a los incluidos en el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" y de aquellas que, si bien resulten de gas convencional, las empresas solicitantes sean adherentes, actuales o futuras, en el referido programa de estímulo. La referida resolución establece las clases de autorizaciones que existen, particularidades aplicables a exportaciones estivales e intercambios operativos y las condiciones aplicables a las exportaciones de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. La información que se presente a los efectos de la solicitud de autorización de exportación tendrá carácter público, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de la misma.

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

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad, se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para fijar derechos de exportación, cuya alícuota no podría superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB. Se prohibió que la alícuota de los derechos de exportación supere el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB para las habas (porotos) de soja. Para aquellas mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que tenían una alícuota de 0% a esa fecha se prohibió superar el 15%, para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el Poder Ejecutivo se prohibió superar el 5%, y para las alícuotas de los derechos de exportación para bienes industriales y para servicios no se podrá superar el 5% del valor imponible o del precio oficial FOB. En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, estas no podrían superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podría disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. Esto último fue vetado por el Poder Ejecutivo. Haciendo una salvedad a las modificaciones introducidas, la misma ley estableció que se mantendrían la validez y vigencia de los Decretos Nº 1.126 del 29 de diciembre de 2017 y sus modificatorias, Nº 486 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, Nº 487 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, Nº 793 del 3 de septiembre de 2018 y sus modificaciones y el Decreto Nº 37 del 14 de diciembre de 2019.

Impuestos a la Exportación e Importación

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y aranceles aduaneros normales sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a esos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y contra determinados incrementos impositivos a nivel provincial y municipal, salvo incremento general de impuestos. En virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de km² de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. En 2007, entró en vigencia el Decreto Nº 1454/07 el cual incrementó significativamente el monto de los cánones a pagar por superficies de exploración y explotación expresados en pesos argentinos y pagaderos a diferentes jurisdicciones donde los hidrocarburos se encontraban. La Ley Nº 27.007, en vigencia desde el 31 de octubre de 2014, actualizó los montos que deben ser pagados en virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos.

Además, las “ganancias netas” (según la definición de la Ley de Hidrocarburos) de los titulares de permisos o concesiones, devengadas de la actividad como titulares de permisos o concesiones podrían estar sujetas a la aplicación de un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca fue aplicado y las compañías productoras de hidrocarburos se encuentran sujetas al régimen tributario general argentino. Luego de la introducción de precios de mercado para los productos de petróleo downstream en conexión con la desregulación de la industria petrolera, la Ley Nº 23.966 estableció un impuesto, basado en el volumen, sobre las transferencias de determinados tipos de combustible, reemplazando al régimen anterior, el cual se basaba en el precio regulado. La Ley Nº 25.745 modificó, con vigencia a partir de agosto de 2003, el mecanismo para el cálculo del impuesto, reemplazando el antiguo valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable al precio de venta, manteniendo el antiguo valor fijo como impuesto mínimo. La Ley Nº 26.942, modificatoria de la ley 23.966, que entró en vigencia a partir del 4 de julio de 2014, no efectuó modificaciones a las alícuotas y mínimos previstos en la Ley 25.745.

En 2002, el Estado Nacional comenzó a implementar derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos. La Resolución Nº 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, desde el 16 de noviembre de 2007, aumentó los derechos de exportación sobre las exportaciones argentinas de petróleo (según las define el regulador), petróleo crudo y otros productos derivados del crudo. En el marco de ese régimen dispone que cuando el precio internacional supera el precio de referencia, que está fijado en US$60,9/barril, el productor podrá cobrar US$/barril, y la diferencia restante sea retenida por el Estado Nacional como derecho de exportación. Si el precio internacional de las exportaciones argentinas de petróleo estuviere por debajo del precio de referencia, pero por encima de US$45/barril, se aplicará una tasa de retención del 45%. Si ese precio estuviere por debajo de US$45/barril, el derecho de exportación aplicable se determinará dentro de los 90 días hábiles. Mediante la Resolución Nº 1/2013 del entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, la Resolución 394/17 fue modificada incrementándose los valores máximos de US$42 por barril a US$70 por barril y el precio de referencia de US$60.90 a US$80 para el petróleo crudo. Esto significa que cuando el precio del crudo esté a US$80 el barril, el productor local se quedará con US$70, recaudando el resto el Estado Nacional. Sin embargo, con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó la Resolución N° 1077/2014 que derogó la Resolución 394/07 (sus modificatorias y complementarias) y estableció un nuevo programa de retención basado en el precio internacional del petróleo crudo. Este precio internacional se calcula en función del valor de Brent para el mes correspondiente menos la suma de US$8,00 por barril. El nuevo programa estableció una retención nominal general de 1% aplicable a todos los productos incluidos en la resolución, incluyendo el petróleo crudo, diesel, gasolina y lubricantes, así como otros productos derivados del petróleo, en la medida en que el precio internacional está por debajo de US$71,00 por barril. La resolución establece además una tasa de retención ascendente, en la medida en que el precio internacional supere los US$71,00 por barril. Como resultado, el precio máximo que un productor puede cobrar es de aproximadamente US$70,00 por barril exportado, dependiendo de la calidad del crudo vendido. La resolución también establece el aumento de las tasas de retención a las exportaciones de diesel, gasolina, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el precio internacional supera los US$71,00 por barril. La Resolución N° 127 del Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto del propano, butano y GLP, la Resolución 127 fue modificada por la Resolución 60/15, que dispuso que en caso de que el precio informado diariamente por la Secretaría de Energía se mantuviera por debajo del valor de referencia que establece el Anexo de dicha resolución (esto es, US$ 235,3/m³ para propano, US$ 273,7 /m³ para butano, y US$ 252,5/m³ para la mezcla de ambos), la retención aplicable sería del 1%. En caso de que el precio de dichos productos superara o igualara el valor de referencia, la alícuota aplicable se calcularía de acuerdo a la fórmula prevista en la Resolución Nº 127.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto Nº 793/2018, en virtud del cual la administración anterior fijó un nuevo derecho de exportación que regirá hasta el 31 de diciembre de 2020, del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura común del Mercosur (NCM). El derecho de exportación del 12% no podrá exceder de $ 4 para productos primarios ni de $ 3 para el resto, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El gravamen a la exportación de servicios se hará por ley. El derecho sobre las exportaciones de servicios recién aplicará a partir del 1° de enero de 2019, mientras que, para el caso de los bienes, empieza a aplicar a partir del 4 de

septiembre de 2018. La nueva administración, mediante el Decreto Nº 37/2019 del 14 de diciembre de 2019 se dejó sin efecto el límite de $ 4 por cada dólar estadounidense impuesto por el Decreto 793/2018, y que cuando se trate de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur la alícuota del derecho de exportación establecido en el artículo 1º del Decreto N° 793/18 y sus modificaciones será del 9%. Según el mismo Decreto, la nueva administración dispuso que se conceda un plazo de espera de 90 días corridos, sin intereses, contados a partir del día siguiente al del libramiento en caso de tratarse de operaciones de exportación de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Este plazo no alcanzará a las operaciones de exportación por cuenta y orden de terceros. En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, la Ley de Solidaridad dispuso que estas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, importando una reducción ante el 12% de la administración anterior, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. El Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto reglamentario de la Ley de Solidaridad, vetó la parte de la norma que establecía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

Descripción De Las Actividades y Negocios

La Compañía se dedica a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas desde su creación en el año 2005. Todas las operaciones se desarrollan en Argentina y sus productos se comercializan en el mercado doméstico e internacional mediante la exportación, según la demanda. El sector en el cual la Compañía desarrolla sus actividades es altamente regulado.

La estacionalidad se da en cuanto al gas, un producto que tiene mayor precio en temporada invernal y menor en temporada estival.

En sus quince años, la Compañía ha desarrollado la exploración y producción de yacimientos de petróleo y gas. La predominancia de sus productos ha fluctuado, teniendo hasta 2017 mayor producción de gas, y de allí en adelante, dedicándose más al petróleo. Esta dirección de inversión se da en parte debido a los descubrimientos de nuevos reservorios de petróleo en la formación San Martín. Asimismo, el modelo de negocios de la Compañía combina una estrategia diseñada detalladamente para la adquisición de áreas productivas y la eficiente gestión presupuestaria.

En la actualidad la Compañía participa de la U.T.E. Río Cullen, Las Violetas y Angostura en Tierra del Fuego; y opera Cerro de Los Leones, en Mendoza. La búsqueda continua de desarrollo de negocios hidrocarburíferos que proporcionen rentabilidad y sean seleccionados estratégicamente ubica a Crown Point en un lugar privilegiado.

Su estrategia se basa en los siguientes preceptos: (i) incremento de la producción de hidrocarburos convencionales; (ii) incorporación de reservas a través de adquisiciones de activos; (iii) mantenimiento de una estructura financiera adecuada que brinda el soporte necesario durante el desarrollo de los negocios.

La Emisora considera que sus principales ventajas competitivas son: (i) su excelente reputación en el mercado local; (ii) su equipo de expertos en operaciones y management con probada experiencia y trayectoria dentro de la industria y el sector financiero; (iii) su sostenido crecimiento en inversiones y ventas.

Competidores

La explotación, la industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos son una prioridad para Argentina y es una política de estado trabajar en búsqueda de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos. Dicho autoabastecimiento busca garantizar el desarrollo económico, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de varios sectores en miras al crecimiento sostenible. En la actualidad el 65% aproximadamente de la producción de petróleo está concentrada en dos operadores (YPF S.A. y Pan American Energy SL Sucursal Argentina), el resto de la producción se divide entre operadores de distinto tamaño.

El 97 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, provino de ventas al mercado industrial. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. Todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 fueron por exportaciones.

El 80% de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en 2019 provino de ventas al mercado industrial (2018 - 93% de ventas al mercado industrial). El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino.

Todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en 2019 fueron por exportaciones a un único cliente (2018 - ventas de exportación a tres clientes).

Exploración y explotación de petróleo y gas

A la fecha de este Prospecto, la Emisora es titular de los derechos de concesión y de permiso de exploración de distintas áreas hidrocarburíferas ubicadas en las provincias de Tierra del Fuego y Mendoza. Las participaciones de la Compañía según las áreas se detallan a continuación:

			Superficie Neta en			
Bloque	**% Participación**	**Operador**	**Km2**	**Acres**	**Provincia**	**Cuenca**
Cerro Los Leones Norte	100%	CPESA	267	65.928	Mendoza	Neuquén
Cerro Los Leones Sur			143	35.280	Mendoza	Neuquén
Total			410	101.208		
Río Cullen	34,7349%	Roch S.A.	122	30.235	Tierra del Fuego	Austral
Angostura			145	35.833	Tierra del Fuego	Austral
Las Violetas			432	106.773	Tierra del Fuego	Austral
Total			699	172.771 (*)		
Superficie según Participación			**1.109**	**273.979**		

Bloque Cerro Los Leones conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza Nº 1074 (última extensión del período exploratorio según la Decisión Administrativa Dirección de Hidrocarburos Nº 06/2011).

Bloque Rio Cullen y Angostura conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Tierra del Fuego Nº 1742. Bloque Las Violeta conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Tierra del Fuego Nº 1743.

La Emisora desagrega el total de los ingresos provenientes de la actividad de explotación de hidrocarburos, no habiéndose generado ingresos asociados a las áreas de exploración de acuerdo con los siguientes cuadros:

Área geográfica Tierra del Fuego Concesión exploración y explotación	UTE RCLV (*) ARS		
	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Venta de petróleo	304.960.930	1.458.761.190	1.165.109.140
Venta de gas natural	198.921.028	426.746.753	443.425.166
Venta de propano y butano	658.759	2.821.665	2.812.546
	504.540.717	**1.888.329.608**	**1.611.346.852**

Área geográfica Tierra del Fuego Concesión exploración y explotación	UTE RCLV (*) ARS 31/12/2017
Venta de petróleo	58.403.993
Venta de gas natural	156.178.065
Venta de propano y butano	2.264.292
	216.846.350

(*) Cifras correspondientes al porcentaje de participación de la Sociedad en la UTE RCLV.

Área geográfica Mendoza Concesión exploración	UTE- Cerro de los Leones ARS		
	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Venta de petróleo	-	-	-
Venta de gas natural	-	-	-
Venta de propano y butano	-	-	-
	-	-	-

Área geográfica Mendoza Concesión exploración	UTE- Cerro de los Leones ARS 31/12/2017
Venta de petróleo	-
Venta de gas natural	-
Venta de propano y butano	-
	-

Las ventas de gas son destinadas en un 100% al mercado local o argentino. En cuanto a las exportaciones de crudo, las mismas se realizan principalmente por vía marítima, con destino el mercado internacional. Las ventas se realizan en su totalidad a brokers internacionales de petróleo (Trafigura PTE LTD, Vitol Inc y Vitol SA), no realizando la Sociedad dichas ventas para un destino geográfico específico. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron por exportación y se realizaron a un único cliente, representando el 77,3% de sus ingresos por ventas. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 80% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 20% restante en el mercado residencial. Con respecto a las ventas de gas en el mercado industrial, 73% del volumen de gas natural fue vendido a 3 clientes principales, representando el 16,5% de los ingresos por ventas de la Emisora.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron al mercado externo y se realizaron a tres clientes. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron ventas locales, de las cuales el 75% fue a cuatro clientes principales. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el 93% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 7% restante al mercado residencial.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron al mercado interno y se realizaron a un cliente. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron ventas locales, de las cuales el 79% fue a tres clientes principales. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el 85% del volumen de gas natural producido por la Emisora se

comercializó en el mercado industrial y el 15% restante al mercado residencial. Las cifras, información y porcentajes correspondientes al 2017 fueron elaborados por la Emisora en base sus propios registros incluyendo información operativa, por lo que no pueden ser comparados y/o cotejados con los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, y no resultan comparables con las cifras, información y porcentajes correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras, información y porcentajes correspondientes por el período de 9 meses al 30 de septiembre de 2020.

Por el período de nueves meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, todos los ingresos por ventas de petróleo provinieron de exportaciones, de las cuales el 96% corresponde a tres clientes principales. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 fueron ventas locales, de las cuales el 46% fue a dos clientes principales. El 97% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 3% restante en el mercado residencial.

Desde el 30 de septiembre y hasta la fecha del presente, los ingresos por ventas de petróleo obtenidos fueron por exportaciones, de las cuales el 100% corresponde a un único cliente. Desde el 30 de septiembre y hasta a la fecha del presente casi el 100 % de los ingresos por gas natural, provino de ventas locales al mercado industrial de las cuales el 50% aproximadamente fue a tres clientes principales.

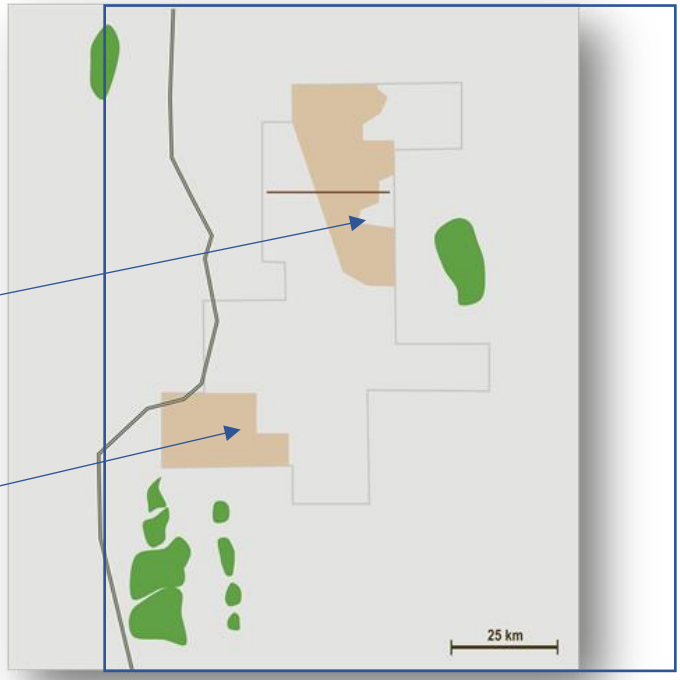
Ubicación geográfica de las operaciones

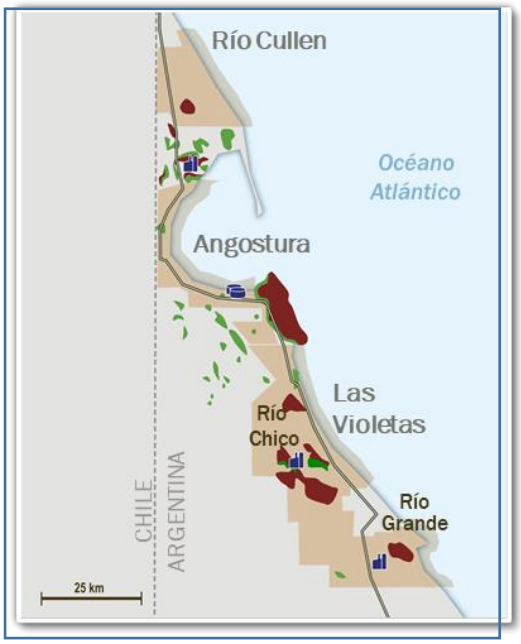
Provincia de Mendoza

Cuenca Neuquina
Concesión Cerro de los Leones
Concesión Exploratoria
Cantidad de pozos: 3

Cerro de los Leones Norte Cobertura Sísmica 3D 212,5 km2 80% superficie

Cerro de los Leones Sur Cobertura Sísmica 3D 142,42 km2 100% superficie





Provincia de Tierra del Fuego

Cuenca Austral
Concesión Río Cullen/La Angostura/Las Violetas
Cantidad de Pozos productivos: 55
Las Violetas: 40 pozos
Río Cullen: 13 pozos
La Angostura: 2 pozos

A la fecha del presente Prospecto, con relación a la concesión de exploración de Laguna de Piedra, el primer periodo exploratorio se encuentra suspendido indefinidamente por parte de la Provincia de Río Negro hasta tanto no se resuelva el Trámite del Expediente 36770-COD-2009 por ante el Consejo de Ecología y Medioambiente de Río Negro (CODEMA). Para mayor información véase la Sección "Información de la Emisora - Reseña Histórica y Descripción General" de Prospecto.

Al 31 de diciembre de 2020, las reservas probadas de CPESA fueron estimadas en 1.782 miles de barriles equivalentes de petróleo (mboe), de los cuales 702 miles se corresponden a barriles de petróleo (mbo); reservas de gas por 6.438 millones de pies cúbicos de gas (mmcfg); reservas de NGL o LPG (gas licuado de petróleo) por 6 miles de barriles. Mientras que las reservas probables fueron de 465 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 327 miles corresponden a barriles de petróleo; 824 millones de pies cúbicos de gas y 1 mil de barriles a LPG. El total de reservas Probadas más Probables es de 2.247 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 1.029 miles corresponden a barriles de petróleo; 7.263 millones corresponden a pies cúbicos de gas y 7 miles de barriles a LPG.

Cifras expresadas en miles de barriles y millones de pies cúbicos de gas											
Probadas				Probables				Probadas + Probables (1P + 2P)			
Petróleo Mbo	Gas mmcfg	LPG Mbo	Total Mboe	Petróleo mbo	Gas mmcfg	LPG mbo	Total mboe	Petróleo mbo	Gas mmcfg	LPG mbo	Total mboe
702	6.438	6	1.782	327	824	1	465	1.029	7.263	7	2.247

Reservas

Las cifras corresponden a reservas al 31 de diciembre de 2020 cuya fuente de información es el informe independiente de reservas de McDaniel & Associates Consultants Ltd. ("McDaniel") publicado el 24 febrero 2021 en www.sedar.com y www.crownpointenergy.com

Cuestiones ambientales

La Compañía está sujeta a la Resolución Nº105/92 dictada por la ex Secretaría de Energía, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental ("EIA") ante la ex Secretaría de Energía y, en todo caso, antes de iniciar cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo o gas, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la ex Secretaría de Energía. Las empresas también están obligadas a presentar estudios ambientales ante el organismo con frecuencia anual. Puede suceder que los EIA estén sujetos a aprobación provincial. En relación a los efectos de la regulación en los negocios de la Emisora, la Compañía cumple con la normativa ambiental de todas las jurisdicciones en las cuales tiene actividad y no ha tenido ni tiene ninguna acción legal o administrativa iniciado con motivo de cuestiones ambientales. Para mayor información, por favor referirse a la Sección "*Normativa Ambiental en la Argentina*" del presente apartado de este Prospecto.

Principales mercados donde la Emisora compite y canales de comercialización

La Compañía comenzó a exportar en el año 2018. Con anterioridad únicamente comercializaba en el mercado interno. La Compañía no tiene una posición dominante en ninguno de los mercados de los cuales participa.

II –FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. Los negocios de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por la Emisora y aquellos que actualmente cree que podrían afectarla de manera considerable. Los negocios de la Emisora también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente la Emisora no conoce o no considera significativos.

Las operaciones e ingresos de la Emisora están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos.

Riesgos relacionados con Argentina

La liquidez, clientes, negocios y resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados negativamente en caso de producirse una crisis financiera global o regional o ante condiciones crediticias y de mercado desfavorables

Los efectos de una crisis financiera global o regional y el eventual impacto en el sistema financiero global podrían tener un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial, la capacidad de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales y los resultados de las operaciones de la Emisora, especialmente en una economía emergente, como es el caso de Argentina. Esta situación se dio en 2008, cuando la crisis económica mundial produjo una abrupta caída en la actividad económica de Argentina a lo largo de 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del peso y una baja en el nivel de confianza de los consumidores e inversores.

En el 2020 comenzó una nueva crisis financiera global como consecuencia del coronavirus (Covid-19), enfermedad que surgió en Wuhan, China, y luego se expandió mundialmente. El *crash* bursátil que comenzó a fines de febrero del 2020 y se intensificó durante marzo, afectó y continúa afectando gravemente a todas las bolsas del mundo. Todavía no es posible dimensionar el impacto económico que traerá aparejado el coronavirus tanto a nivel global como local.

No es posible predecir cuál sería el efecto de una crisis económica en la Emisora. Una situación económica frágil a nivel mundial o local podría reducir la demanda o una baja en los precios de los hidrocarburos, productos relacionados y petroquímicos, que podría tener un efecto negativo en los ingresos de la Emisora. Factores económicos tales como la inflación, el desempleo, y la no disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial y resultados operativos de la Emisora. La situación financiera y económica de Argentina o de otros países de América Latina, tales como Brasil, también podrían tener un impacto negativo sobre la Emisora y terceros con quienes la Emisora realiza o pueda realizar negocios. Para mayor información, véase *"Factores de Riesgo - La economía argentina sigue siendo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina, particularmente Brasil, o por efectos "contagio" más generales. Dichos shocks externos y efectos "contagio" podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de operación y condición financiera de la Emisora"*.

La economía argentina sigue siendo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina, particularmente Brasil, o por efectos "contagio" más generales. Dichos shocks externos y efectos "contagio" podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de operación y condición financiera de la Emisora

Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las percepciones de los inversores sobre los acontecimientos que ocurren en otros países han afectado en el pasado, y pueden seguir afectando sustancialmente,

los flujos de capital y las inversiones en valores de emisores de otros países, incluyendo Argentina. Un crecimiento económico débil o negativo de cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, como Brasil, podría afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina. La economía argentina es vulnerable a los impactos externos. Por ejemplo, la desaceleración económica, especialmente de los principales socios comerciales de Argentina, condujo a la disminución de las exportaciones argentinas en los últimos años. Específicamente, las fluctuaciones en el precio de los productos vendidos por Argentina y una revaluación significativa del peso frente al dólar podrían perjudicar la competitividad argentina y afectar sus exportaciones. Las reacciones de los inversores internacionales a los acontecimientos que se producen en un mercado a veces demuestran un efecto "contagio" en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión. Argentina podría verse negativamente afectada por eventos económicos o financieros negativos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la condición financiera y en los resultados operativos de la Compañía.

En el último semestre de 2019 en Latinoamérica, se dieron sorpresas electorales y una serie de estallidos sociales a lo largo de varios países de la región, que generaron inestabilidad e incertidumbre política.

El 1 de enero de 2019 asumió como presidente de Brasil Jair Bolsonaro, generando incertidumbre política en relación a los efectos de las acciones adoptadas por este presidente, que incluyeron reformas económicas sustanciales, así como cambios en la política exterior de Brasil, de conformidad a las propuestas durante su campaña. El comercio exterior argentino es altamente dependiente de la economía brasileña; por lo tanto, un deterioro de la economía Brasileña y/o en sus relaciones con Argentina podría afectar la balanza comercial de Argentina. Otras crisis políticas y económicas brasileñas que pudieran ocurrir podrían afectar negativamente a la economía argentina. Sin perjuicio de lo antedicho, la economía brasileña creció un 1,1% tanto en 2017 como en 2018, y un 0,9% en 2019. En lo que va del año 2020, como consecuencia del coronavirus (Covid-19), la economía brasileña sufrió una gran contracción. A la fecha de este Prospecto el FMI espera que la economía brasileña finalice el año con una contracción del 5,8%.

Luis Alberto Lacalle Pou fue electo nuevo presidente de la República Oriental del Uruguay tras la segunda vuelta celebrada el 24 de noviembre de 2019. La incertidumbre política debido al cambio de partido gobernante puede generar consecuencias negativas para la Argentina, que ve en Uruguay un aliado estratégico.

Desde el mes de octubre de 2019 hasta marzo de 2020, en Chile se realizaron manifestaciones populares que reclamaban, entre otras cosas, la adopción de un cambio en la política económica y la reforma de su constitución nacional. Dichos incidentes generaron importantes daños económicos, una fuerte devaluación del peso chileno, pérdidas de entre 100.000 a 300.000 puestos de trabajo y varias muertes.

En el Estado Plurinacional de Bolivia el 20 de octubre de 2019 se celebraron elecciones presidenciales y legislativas para el período 2020-2025, en las que resultó electo Evo Morales. Tras acusaciones de fraude y protestas, Morales renunció a la presidencia de Bolivia y se exilió en México. Finalmente, el Congreso de Bolivia anuló las elecciones y decidió convocar a nuevas elecciones con el fin de elegir presidente, vicepresidente, legisladores y miembros del Tribunal Supremo Electoral de Bolivia. Las elecciones generales se realizaron el 18 de octubre del corriente año, resultando electo en primera vuelta Luis Arce, del Movimiento al Socialismo (MAS), quien obtuvo 55,11 % de los votos.

Los mercados financieros y de valores en Argentina también están influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados en todo el mundo. Por ejemplo, la política monetaria de Estados Unidos tiene efectos significativos sobre las entradas de capital y los movimientos de los precios de los activos en las economías de mercados emergentes. Los aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos resultan en una apreciación del dólar y la disminución de los precios de las materias primas, lo que puede afectar adversamente a las economías emergentes que dependen de los productos básicos. En enero de 2017 Donald J. Trump asumió el cargo de presidente de los Estados Unidos, y desde su asunción existió incertidumbre sobre la relación futura entre los Estados Unidos y otros países respecto a las políticas comerciales, tratados, regulaciones gubernamentales y aranceles que podrían aplicarse al comercio.

Durante agosto de 2018, un aumento de la inflación y un déficit sostenido en las cuentas corrientes, así como las medidas proteccionistas adoptadas por los Estados Unidos (que incluían la duplicación de los aranceles sobre el acero y el aluminio de Turquía) provocaron un colapso de la lira turca contra el dólar. Tal colapso provocó una ola de ventas de activos de los mercados emergentes y la importante caída en el valor de las acciones de los mercados emergentes, generando un efecto contagio en los mercados internacionales y en varias bolsas de valores del mundo, incluida Argentina.

Adicionalmente, la administración de Trump estableció aranceles sobre ciertos productos que alteraron el entorno de comercio internacional (principalmente sobre China y Turquía) lo que, combinado con el aumento en las tasas de interés de referencia de los Estados Unidos, creó volatilidad adicional en los Estados Unidos y en los mercados internacionales en general, perjudicando especialmente a las economías emergentes y causando depreciaciones en sus monedas frente al dólar. Dentro de las principales economías emergentes afectadas se encuentra Argentina.

El martes 3 de noviembre de 2020 se celebraron las elecciones presidenciales en Estados Unidos, resultando electo Joe Biden. No es posible predecir las consecuencias políticas, económicas y financieras que podrían llegar a generarse a nivel global producto de tal acontecimiento, el impacto que podrían tener en Argentina y, en particular, en los resultados, operaciones y condición financiera de la Emisora. Asimismo, la Compañía no puede predecir cual serán las medidas que adoptará la nueva administración de Joe Biden, o los efectos que podrían causar en las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros globales.

Además, la desaceleración del crecimiento del PBI (el "Producto Bruto Interno") de China ha llevado a una reducción de las exportaciones a este país, lo que a su vez ha provocado un exceso de oferta y un descenso de los precios en algunos productos básicos. La disminución de las exportaciones puede tener un efecto material adverso en las finanzas públicas de Argentina debido a la pérdida de impuestos a las exportaciones, lo que provoca un desequilibrio en el mercado cambiario del país.

Recientemente, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") advirtió que, como consecuencia del coronavirus (Covid-19), el crecimiento previsto en la economía mundial para 2020 se verá rebajado a comparación del crecimiento en la economía mundial en 2019 (opinión que también expresara la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ("OCDE")), aunque advirtió que la magnitud de la rebaja será difícil de predecir debido a la incertidumbre que rodea a la propagación del virus. Adicionalmente, el FMI publicó que el impacto del coronavirus en la economía mundial afecta tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Del lado de la oferta, debido a que este virus aumenta no sólo a la morbilidad y mortalidad, sino también a los esfuerzos y las medidas tomadas por los gobiernos y las empresas, que implican la restricción de la libertad ambulatoria, mayores costos operativos debido a la reducción en la cadena de suministros y el estrechamiento del crédito. Del lado de la demanda, debido a la incertidumbre que genera el virus, las conductas precautorias, los esfuerzos de cuarentena y los altos costos de financiación todas las cuales reducen la posibilidad de gastar dinero.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de la Unión Europea ("Brexit"). Dicha salida se efectivizó el 1 de febrero de 2020. Los efectos del Brexit son aún inciertos, pero se prevé que a raíz del mismo sea posible observar, entre otras cosas, volatilidad en los mercados financieros. Además, el Brexit podría causar inestabilidad política, legal y económica tanto en la Unión Europea como en el Reino Unido y, consecuentemente, producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dichas potencias, afectando al negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

La Compañía no puede garantizar que el sistema financiero y los mercados de valores argentinos no se verán afectados por las políticas que pueden ser adoptadas por los gobiernos de otros países en el futuro o por los acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes.

Por último, las reacciones de los inversores internacionales frente a los sucesos que ocurren en un mercado podrían generar un efecto contagio por el cual toda una región o clase de inversiones es desfavorecida por los inversores internacionales. Argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos o financieros adversos ocurridos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía de

Argentina y/o sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Cualquier caída significativa de la economía Argentina podría afectar de forma adversa los negocios, el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Emisora

La economía argentina ha experimentado una gran volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sustentable de Argentina depende de una multiplicidad de factores, entre ellos, la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores e inversores locales y extranjeros, una tasa de inflación estable, los niveles de empleo y las circunstancias de los socios comerciales regionales de Argentina. La economía argentina presenta las siguientes características:

- conforme lo informado para el año 2004, el crecimiento del PBI publicado el 29 de junio de 2016 por el INDEC constituye la base para el cálculo del PBI real para cada año a partir del 2004 y, conforme a información publicada por el INDEC en el 2019, en el tercer trimestre del 2019, el PBI real de la Argentina disminuyó un 1,7% en comparación con el mismo período del año 2018. Luego de dos años de recesión y fuertes debilidades económicas, el impacto del coronavirus (Covid-19) ha sido significativo en Argentina. Durante el segundo trimestre de 2020 el país sufrió una caída trimestral del PBI del 16.2%, la mayor retracción de su historia. El desempeño del PBI en Argentina en años anteriores dependió en cierta medida de los altos precios de los *commodities*, que, a pesar de tener una tendencia favorable en el largo plazo, son volátiles en el corto plazo y se encuentran fuera del control del Gobierno Argentino y del sector privado. La economía doméstica sigue mostrando fuertes desbalances macroeconómicos. La inflación anual, si bien se ha desacelerado desde comienzos de año, es superior al 40%, a pesar de la existencia de controles de precios;

- el FMI, en su informe sobre las Perspectivas Económicas Mundiales de octubre de 2019, proyectó una contracción de la economía argentina de 3,1% en 2019 debido a la pérdida de confianza y al endurecimiento de las condiciones de financiamiento externo, y una contracción del 1,3% en 2020. Las estimaciones actualizadas del FMI publicadas durante el mes de octubre de 2020 prevén para Argentina una caída del PBI del 11,8% y una recuperación parcial del 4,9% para 2021. Asimismo, dicho informe determinó que las monedas de los países gravemente afectados por la pandemia o con una situación externa o fiscal vulnerable, como ser el caso de Argentina, se debilitaron notablemente;

- los aumentos sostenidos en el gasto público podrían dar lugar a déficits fiscales y afectar el crecimiento económico;

- la inflación sigue siendo alta y podría continuar en esos niveles en el futuro;

- la inversión como porcentaje del PBI es todavía baja para sostener la tasa de crecimiento de las décadas pasadas;

- podrían generarse gran cantidad de protestas o huelgas, como ha sucedido en el pasado. Esto o cualquier evento futuro similar, puede afectar negativamente la estabilidad del entorno político, social y económico y la confianza del mercado financiero mundial en la economía argentina. No podemos garantizar que este tipo de eventos no ocurra en el futuro;

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

- las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no cumplirse y el proceso de restaurar la confianza en la economía argentina podría tomar más tiempo del esperado;

- el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos; y

- las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no ser alcanzadas y el proceso de recuperación de la confianza en la economía podría llevar más tiempo del anticipado.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. La nueva administración enfrentó desde su asunción desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y controlar el brote del coronavirus (Covid-19), entre otras. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el nuevo gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse.

En los últimos años, el peso experimentó una rápida devaluación frente a las principales monedas extranjeras, particularmente contra el dólar. De acuerdo con la información del tipo de cambio publicada por el Banco Nación, el peso se devaluó un 59% frente al dólar durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 (comparado con el 102%, el 17% y el 22% de los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente). Con respecto a la inflación en 2020, de conformidad con el INDEC, la tasa de inflación en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre fue del 2,3%, 2%, 3,3%, 1,5%, 1,5%, 2,2%, 1,9%, 2,7%, 2,8%, 3,8%, 3,2% y 4,0%, respectivamente. Con respecto a la inflación de enero y febrero de 2021, fue de 4% y 3,6%, respectivamente. En caso de que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelvan los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina e, indirectamente, en el negocio, situación financiera y resultados de operación de la Compañía. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda de la República, debido a la deuda indexada a la inflación, y tener un efecto adverso en la capacidad de la República de pagar su deuda.

No es posible asegurar que una caída en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la intensificación de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a entidades del sector privado tales como la Emisora (sucesos éstos sobre los que la Emisora no tiene control) no puedan tener un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora o no tengan un impacto negativo en la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento.

La Emisora podría estar expuesta a fluctuaciones del tipo de cambio

Los resultados de las operaciones de la Emisora se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda por lo cual cualquier devaluación del peso en relación al dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa su negocio y los resultados de sus operaciones. El valor del peso ha fluctuado significativamente en el pasado, el valor del peso argentino ha disminuido anualmente aproximadamente 31%, 52%, 22%, 18%, 101% en relación al dólar en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, el peso argentino alcanzó los a pesos 59,90 por US$ 1,00, lo que representó una depreciación de aproximadamente 58%. Al 30 de diciembre de 2020, el peso alcanzaba los pesos 84,15 por cada US$ 1,00, lo que implica un aumento de aproximadamente 39% en comparación con el 31 de diciembre de 2019.

El 1 de septiembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de, entre otros, disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pago de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. La volatilidad, apreciación o depreciación adicional del peso o la reducción de las reservas del BCRA como resultado de la intervención cambiaria podrían afectar negativamente a la

economía argentina y la capacidad de la Compañía de cumplir con sus obligaciones de deuda. Para más información sobre las restricciones cambiarias vigentes véase la sección "*Información Adicional — Controles de Cambios*" en este Prospecto.

Por otra parte, una gran apreciación del peso respecto del dólar también presenta riesgos para la economía argentina, entre ellos, la posibilidad de una caída de las exportaciones debido a la pérdida de competitividad externa. Un incremento del valor del peso también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento económico y el empleo, reducir los ingresos del sector público de Argentina derivados del cobro de impuestos en términos reales, y tener un efecto adverso significativo sobre los negocios y la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento como resultado de los efectos globales del debilitamiento de la economía de Argentina.

Las fluctuaciones en el valor del peso también podrían afectar negativamente a la economía argentina, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora. La devaluación del peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, derivar en alta inflación, reducir sensiblemente los salarios reales, poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno, entre ellas las compañías de servicios públicos y la industria financiera, y afectar negativamente la capacidad del Gobierno Argentino de cumplir con sus obligaciones de deuda externa.

La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI

Las perspectivas para que las empresas argentinas puedan acceder a los mercados de capitales podrían verse limitadas en términos del volumen de financiación disponible y las condiciones y costo de dicha financiación.

En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en default desde finales de 2001. Como resultado de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró el 93% de la deuda en cesación de pagos elegible.

En 2014, los tribunales de Nueva York impidieron a Argentina realizar pagos sobre sus bonos emitidos en las ofertas de cambio de 2005 y 2010 a menos que satisficiera los montos adeudados a los tenedores de bonos en incumplimiento. El Gobierno Argentino tomó una serie de medidas destinadas a continuar el servicio de los bonos emitidos en las ofertas de cambio de 2005 y 2010, que tuvieron un éxito limitado. Los acreedores *holdout* continuaron litigando, expandiendo el alcance de los problemas con el objetivo de incluir el pago del Gobierno Argentino sobre la deuda.

La administración de Macri celebró acuerdos con los tenedores de bonos que se encontraban incumplidos cerrando quince años de litigio. El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos del gobierno por US$ 16.500 millones, de los cuales US$ 9.300 millones se aplicaron para satisfacer los pagos en virtud de los acuerdos de conciliación alcanzados con los titulares de la deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado sustancialmente todos los reclamos pendientes en virtud de los bonos incumplidos.

Además, desde el año 2001 los accionistas extranjeros de algunas compañías argentinas iniciaron reclamos por montos sustanciales ante el CIADI contra Argentina, de conformidad con las reglas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los demandantes argumentaron que ciertas medidas del Gobierno Argentino tomadas durante la crisis económica de 2001 y 2002 fueron inconsistentes con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los cuales Argentina estaba obligada en ese momento. Hasta la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

En junio de 2018, el Gobierno Argentino acordó con el FMI el otorgamiento de una línea de crédito *stand-by* (el "SBA") que le dio a la Argentina acceso a financiamiento. El SBA consistió en un crédito por US$ 50.000 millones sujeto a ajustes y cumplimiento con ciertos criterios políticos y pautas de desempeño fiscal del Gobierno Argentino.

A fines de septiembre de 2018, el Gobierno Argentino llegó a un acuerdo adicional con el FMI, aumentando los recursos disponibles por US$ 19.000 millones hasta fines de 2019 y elevando el monto total disponible en el marco del programa a US$ 57.100 millones hasta 2021. A la fecha del presente Prospecto el Gobierno Argentino se encuentra en tratativas para renegociar la deuda contraída con el FMI, sin haber alcanzado aún un acuerdo.

Durante la segunda mitad del año 2019, al no haber habido avances en las tratativas para renegociar la deuda, el riesgo país alcanzó altos niveles. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto Nº 596/2019 (el "**Decreto 596**"), el Gobierno Argentino anunció su intención de llevar a cabo el reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión de los vencimientos de ciertos bonos de corto plazo emitidos bajo ley argentina, solo aplicable a personas jurídicas, las cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% en el aniversario de tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante en el aniversario de seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas que compraron dichos valores antes del 31 de julio de 2019 no se vieron afectadas por dicha extensión y recibieron el pago completo en la fecha de vencimiento original; (ii) entrega de un proyecto de ley al Congreso argentino para extender los vencimientos de otros bonos regulados por la ley argentina sin la aplicación de ningún recorte en el capital o los intereses; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento de los bonos extranjeros; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento para 2020 y 2023.

Sin embargo, el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia ("**DNU**") Nº 49/2019, que extendió las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, solo válido para personas humanas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

Con respecto a la deuda pública nacional, y de conformidad con el Informe de Política Monetaria del BCRA del mes de febrero de 2020, el Gobierno Nacional se comprometió a restaurar la sostenibilidad de la deuda pública y, por esa razón, la llamada "Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Externa Pública", de fecha 5 de febrero de 2020, se aprobó en el Congreso Nacional, autorizando al Poder Ejecutivo a llevar adelante las gestiones de la deuda pública y de la restructuración de la deuda soberana Argentina sujeto a la legislación extranjera, con el objetivo de modificar los cronogramas de amortización de intereses y capital. Dicha Ley asimismo autorizó al Ministerio de Economía a emitir nuevos títulos valores de acuerdo con dicho reperfilamiento. La Compañía no puede asegurar que el Gobierno Argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI como con cualquier otro tenedor privado de deuda pública, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que dichas renegociaciones tendrán en la capacidad de Argentina (e indirectamente en la capacidad de la Compañía de acceder a dichos mercados) de acceder a los mercados de capitales internacionales, en la economía argentina o en la situación económica y financiera de la Compañía o en la capacidad de extender los plazos de vencimiento de la deuda de la Compañía u otra condiciones que podrían afectar los resultados y operaciones o negocios de la Compañía.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto Nº 141/2020 que pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto no alcanzó a las personas humanas quienes al 20 de diciembre de 2019 poseían dichos valores en una cantidad principal de menos de US$. 20.000.

Mediante la Resolución Nº 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, se dispuso que la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calcularía al tipo de cambio aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución Nº 7/2018 emitida por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Hacienda con fecha 11 de julio de 2018.

El 10 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nº 250/2020 a través del cual se estableció que el valor nominal de US$ 68.842 millones como monto máximo de las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de títulos públicos, ya que este era el valor nominal emitido bajo ley extranjera y vigente al 12 de febrero de 2020. Además, el 16 de marzo de 2020, el Ministerio de Economía emitió la Resolución

Nº 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

Con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto Nº 346/2020 mediante el cual el Gobierno Argentino (i) dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Asimismo, se exceptuó de dicho diferimiento a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justifican la razonabilidad de tales excepciones y (ii) se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 el Decreto N° 668/2019 con el fin de ejecutar las acciones secuenciales que permitan alcanzar la sostenibilidad de la deuda pública de manera integral.

El 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino anunció el lanzamiento de un canje de deuda (el "Canje de Deuda Externa") a los efectos de refinanciar su deuda externa para que resulte sustentable y no comprometa el desarrollo y crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso efectuar un canje de diferentes series de bonos denominados en moneda extranjera que fueran emitidos oportunamente bajo los *Indentures* 2005 y 2016 (los "Bonos Elegibles") por nuevos bonos denominados en Dólares o en Euros con un esquema de amortizaciones periódicas y vencimientos entre el año 2030 y 2047 (los "Nuevos Bonos") que serían emitidos por el Gobierno Argentino bajo el *Indenture* celebrado en 2016. Según fuera informado por el Ministerio de Economía y conforme la información publicada por el Gobierno Argentino en los organismos de control, el Canje de Deuda Externa implicaba una reducción en la carga de intereses de Argentina del 62% y un alivio en el stock de capital del 5,4%. Dicha propuesta fue prorrogada sucesivas veces, siendo la última prórroga oficializada el día 17 de agosto de 2020 por medio de la Resolución Nº 677/2020 del Ministerio de Economía. Dicha prórroga extendió el plazo para la aceptación de la oferta hasta el 30 de agosto de 2020.

Paralelamente, el 8 de agosto de 2020 se promulgó la Ley Nº 27.556 sobre la reestructuración de la deuda pública instrumentada en títulos públicos denominados en dólares estadounidenses y emitidos bajo ley argentina mediante una operación de canje. Tal como detalla el Anexo I de la Ley Nº 27.556, los títulos elegibles eran los siguientes: doce series de Letras del Tesoro en dólares estadounidenses, nueve títulos Bonar con vencimiento entre 2020 y 2037, los Par y Discount con ley argentina surgidos de los canjes de 2005 o 2010 y cuatro instrumentos vinculados a la evolución del dólar estadounidense, pero pagaderos en pesos: dos series de Lelink, el bono Dual AF20 y el TV21. Dentro de las opcionalidades dispuestas, los nuevos bonos en dólares 133 estadounidenses surgidos de la conversión serán cuatro y tendrían vencimiento en 2030, 2035, 2038 y 2041. Asimismo, habría un nuevo título a 2029, y se incluyó una pesificación opcional por bonos atados a la inflación.

Luego, el 18 de agosto de 2020, y a través de la Resolución Nº 381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración, cuyo procedimiento fuera detallado en la Ley Nº 27.556.

De acuerdo con lo informado a través del *press release* publicado por la Argentina ante la SEC *(Securities Exchange Comission)* el 1 de septiembre de 2020, la oferta logró una adhesión del 93.55%, y como consecuencia de las cláusulas de acción colectiva, dichas modificaciones son vinculantes para el 99,01% de su valor total.

Asimismo, mientras se negociaba la reestructuración, el Gobierno Argentino había anunciado que no abonaría los vencimientos de deuda del 23 de abril de 2020 por la suma de U$S503 millones, a la espera de un acuerdo en el marco de la reestructuración planteada. Ante la falta de pago del mencionado vencimiento, el 22 de mayo de 2020 Argentina incurrió en un default técnico.

El 22 de abril de 2020, Argentina omitió el pago de los cupones de intereses adeudados en virtud de los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046 regidos por ley extranjera por un monto de US$ 503 millones y como resultado de eso, se activó un período de gracia de 30 días para realizar dichos pagos de cupones, el cual venció el 22 de mayo de 2020.

El 4 de mayo de 2020, el Ministerio de Economía, continuando con la agenda de normalización del mercado de deuda en pesos y el fortalecimiento del mercado de capitales local, lanzó una oferta de canje para canjear 12 títulos emitidos en dólares estadounidenses – incluidos los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 – por tres títulos en pesos los cuales se ajustarían por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y, además, tendrían una tasa de interés adicional. La licitación de dicha oferta de canje se realizó el 7 de mayo de 2020 y fueron canjeados US$ 1.840 millones. Con fecha 11 de mayo de 2020, mediante la publicación de la Resolución Nº 221/2020 del Ministerio de Economía, el Gobierno Nacional extendió la fecha de vencimiento de la Invitación a canjear hasta el 22 de mayo de 2020. El 21 de mayo de 2020, mediante la Resolución Nº 243/2020 del Ministerio de Economía, el Gobierno Nacional extendió la fecha de vencimiento de la Invitación hasta el 2 de junio de 2020. El 22 de mayo de 2020 venció el plazo de gracia para el pago de la suma de US$ 503 millones correspondientes a los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046, que no fue pagada por la Argentina. Con fecha 1 de junio de 2020, el Ministerio de Economía, mediante Resolución Nº 266/2020 extendió la fecha del vencimiento de la Invitación hasta el 12 de junio de 2020. Con fecha 20 de junio de 2020, mediante la Resolución Nº 289/2020 del Ministerio de Economía, el Gobierno Nacional extendió la fecha del vencimiento de la Invitación hasta el 24 de julio de 2020 a las 17hs de Nueva York.

Con fecha 26 de mayo de 2020, la calificadora de riesgo Fitch Ratings clasificó a la deuda soberana argentina en la categoría de default luego de que el Gobierno Argentino no pagara los cupones de intereses adeudados en virtud de los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046 cuyo período de gracia de 30 días venció el 22 de mayo 2020. A su vez, en la misma fecha, la calificadora de riesgo Standard & Poor's adecuó la calificación de crédito de cuatro bonos de Argentina a "D" desde "CC", debido al incumplimiento de pago de intereses dentro del período de gracia estipulado.

A su vez, el 13 de marzo de 2020 el Ministro de Economía de la Nación solicitó a los miembros del Club de París posponer por un año el pago de US$ 2.100 millones cuyo vencimiento operó el 5 de mayo 2020. A la fecha del presente Prospecto, si bien el Club de París se ha mostrado receptivo a reprogramar el pago solicitado por el Gobierno Nacional, aún no ha hecho pública la aceptación a dicha solicitud.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino podrá cumplir con todos los términos del SBA o si logrará renegociar exitosamente esta deuda ni la que sostiene con los tenedores privados de deuda pública. La capacidad del Gobierno Argentino para estabilizar el mercado de divisas, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos del SBA está sujeta a incertidumbre. La continua depreciación del Peso, el incumplimiento de los términos del SBA y el eventual fracaso en la renegociación de la deuda con el FMI y la deuda que el Gobierno mantiene con los tenedores privados de deuda pública podrían tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina y, en consecuencia, en los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.

A pesar de que Argentina ha accedido a los mercados internacionales de capital, sigue existiendo el riesgo de que el país no atraiga la inversión extranjera directa y el financiamiento necesario para reiniciar el ciclo de inversión y lograr tasas sostenibles de crecimiento económico. Si se produce ese riesgo, la condición fiscal de Argentina podría verse afectada negativamente, lo que podría llevar a una mayor inflación y socavar la capacidad del Gobierno Argentino para implementar políticas económicas diseñadas para promover el crecimiento. La dificultad de sostener a lo largo del tiempo el crecimiento económico con una estabilidad de precios razonable podría resultar en un episodio renovado de inestabilidad económica.

Además, la Compañía no puede asegurar que una disminución en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la expansión de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otras cuestiones vinculadas a desarrollos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, incluida la Compañía, no tengan un efecto adverso sustancial en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de la Compañía.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina

De acuerdo al informe del Morgan Stanley Capital International ("MSCI"), Argentina es considerada un mercado emergente. La inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes: (a) altas tasas de interés; (b) los cambios bruscos en los valores de las divisas; (c) altos niveles de inflación; (d) control de cambios y capital; (e) controles de salarios y precios; (f) regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; (g) los cambios en las políticas económicas o fiscales, y (h) las tensiones políticas y sociales.

La Compañía no puede garantizar que estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales y tipo de cambio, puedan afectar adversamente la condición financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones.

Las empresas argentinas podrían estar sujetas a nuevas regulaciones cambiarias y de capitales

En el pasado, la Argentina ha establecido, controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, nuevos controles cambiarios fueron impuestos que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior.

En diciembre de 2015, las nuevas autoridades del Gobierno Nacional decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior, y (ii) la inmovilización de fondos del 30% de fondos en dólares conforme al Decreto N° 616/2005. Adicionalmente, en mayo de 2017 a través de la Comunicación "A" 6244 del BCRA, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

Actualmente, existen en Argentina restricciones que afectan el acceso al mercado libre de cambios (el "MLC") por parte de las empresas para, entre otras cosas, adquirir y atesorar moneda extranjera, transferir fondos fuera de la Argentina, realizar pagos al exterior y otras operaciones, requiriéndose en muchos casos la aprobación previa del BCRA.

En virtud de lo establecido por el Decreto Nº 609 de fecha 1 de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 y modificatorias, mediante las cuales se reintrodujeron controles cambiarios y se adecuó la normativa cambiaria.

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. Esta incertidumbre también puede tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina. Para más información sobre las restricciones cambiaras, véase "*Información adicional – Controles de Cambio*" en este Prospecto.
No es posible prever el impacto de los controles cambiarios, ni tampoco durante cuánto tiempo permanecerán vigentes. Tampoco es dable prever si en un futuro la reglamentación cambiaria se tornará más restrictiva. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía y su capacidad para cumplir con sus obligaciones en moneda extranjera y ejecutar sus planes de financiación y de inversión.

Las operaciones y el negocio de la Compañía podrían verse afectadas por la incorporación de restricciones a la importación de productos

En febrero de 2011, el entonces Ministerio de Industria de la Nación dictó la Resolución N° 45/11 por medio de la cual, entre otros temas, resolvió extender la aplicación del sistema de licencias no automáticas respecto de la

importación de productos que el Ministerio de Industria considera que son de lujo o que compiten de manera desleal con la producción local en el entendimiento de que dicha producción nacional era capaz de satisfacer la demanda interna. Con fecha 25 de enero de 2013 y por medio del Decreto 11/13, el Ministerio de Economía derogó la Resolución N° 45/11 poniendo fin al mecanismo que obligaba a los importadores a tramitar un certificado de autorización para ingresar ciertos productos al país.

El 8 de enero de 2020, la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa del Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución (SIECGCE) N° 1/20 (i) incorporó nuevas partidas arancelarias que deberán tramitar licencias no automáticas ("LNA"), (ii) modificó los formularios para la solicitud de licencias de importación, (iii) disminuyó la tolerancia en el valor FOB unitario de las mercancías sujetas a la tramitación de LNA, (iv) disminuyó el plazo de validez de la LNA de 180 a 90 días contados a partir de su aprobación en el SIMI, (v) amplió el alcance de las importaciones de mercaderías al territorio de la Isla Grande de la Tierra del Fuego (exceptuando los productos provenientes del territorio continental), y (vi) estableció como autoridad de aplicación a la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial de la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa.

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no puede garantizar que en el futuro no se adopten medidas similares a las adoptadas mediante que puedan repercutir sobre los bienes que utiliza la Compañía como insumos, causando a la Sociedad un efecto adverso en su situación patrimonial, económica, financiera o de otro tipo, en sus resultados, operaciones, negocios y/o en su capacidad de cumplir con sus obligaciones en general.

Los costos operativos de las empresas podrían incrementarse como consecuencia del impulso o adopción de ciertas medidas por parte del Gobierno Argentino, así como por presiones de sectores sindicales

En diversas oportunidades, el Gobierno Nacional impulsó y adoptó leyes y convenios colectivos de trabajo que imponían a los empleadores del sector privado la obligación de mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Los empleadores han sido objeto de una fuerte presión de parte de sus empleados y de los sindicatos para otorgar aumentos salariales y otros beneficios.

Es posible que en el futuro el Gobierno Argentino dicte medidas que determinen incrementos en el salario mínimo, vital y móvil y/o en beneficios, indemnizaciones u otros costos laborales que los empleadores deban afrontar. Todo incremento salarial y/o de cualquier otro costo laboral podría redundar en una suba de costos y una disminución de los resultados de las operaciones de la Compañía.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina

La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el Gobierno Argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. Argentina se ubicó en el puesto 66 de 180 en el Índice de Percepción de la Corrupción de 2019 de Transparencia Internacional y 119 de 190 en el informe "Haciendo Negocios 2019" del Banco Mundial.

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina, incluida la investigación más grande, conocida como "Los Cuadernos de las Coimas" que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados dicha investigaciones y del tiempo que lleve concluirlas, las compañías involucradas podrían enfrentar entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Adicionalmente, la evolución de las causas para las empresas involucradas en la causa de los cuadernos podría determinar la imposibilidad de prestar servicios o el establecimiento de ciertas restricciones, conforme los estándares requeridos por los clientes en sus políticas y procedimientos internos para dichas empresas. Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras.

Atento a lo mencionado anteriormente, el número de proveedores disponibles para las operaciones de la Compañía podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en su actividad y sus resultados.

Reconociendo que el hecho de no abordar estos temas podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Nacional anunció varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de sentencias penales a cambio de la cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de los poderes de la Oficina Anticorrupción y la presentación de un proyecto para una nueva ley de ética pública, entre otros. La capacidad del gobierno para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeto a una revisión independiente por parte del poder judicial, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

La Compañía no puede garantizar que la implementación de estas medidas por parte del Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción ni los efectos que las investigaciones de los cuadernos podrían tener en la economía argentina.

La intervención gubernamental puede afectar negativamente a la economía argentina y por ende a los negocios y resultados de operaciones de la Compañía

En el pasado, el Gobierno Argentino intervino en forma directa en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y control de cambios, entre otros.

A partir de diciembre de 2001, el Gobierno Argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario en un intento por evitar la fuga de capitales y una mayor depreciación del peso (tales como restricciones a la libre disposición de los fondos depositados en los bancos, el cambio de moneda argentina a moneda extranjera y la transferencia de fondos al exterior sin la aprobación previa del BCRA).

A su vez, la administración de Fernández de Kirchner, desde 2011 hasta 2015, a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, redujo significativamente el acceso al mercado de divisas por parte de individuos y entidades del sector privado. En respuesta, se desarrolló un mercado comercial no oficial del dólar, resultando en una diferencia sustancial entre el tipo de cambio del dólar en dicho mercado y el tipo de cambio oficial.

Además, históricamente el Gobierno Argentino adoptó medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas e individuos privados al comercio exterior y a los mercados de divisas, como la restricción al libre acceso y la obligación de repatriar y liquidar en el mercado cambiario local todos los ingresos en moneda extranjera obtenidos de las exportaciones. Este tipo de reglamentaciones podría impedir o limitar a la Compañía para compensar el riesgo derivado de la exposición al dólar. Para más información sobre las restricciones cambiaras, véase "*Información adicional – Controles de Cambio*".

Al inicio de la administración del expresidente Macri, el Gobierno Nacional eliminó todas las restricciones cambiarias que fueron implementadas por la administración de Fernández de Kirchner. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el Gobierno Argentino reintrodujo ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio. A la fecha del presente Prospecto, dichas restricciones cambiarias se mantienen en vigencia, y la Compañía no puede asegurar que el Gobierno Argentino no introducirá nuevas restricciones ni endurecerá las restricciones vigentes.

El 9 de junio de 2020, el Gobierno Argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 522/2020, en virtud del cual dispuso la intervención por un plazo de 60 días de una compañía privada que se encontraba en proceso de concurso preventivo en el marco de la Ley Nº 24.522, así como el desplazamiento de los integrantes del directorio de dicha compañía. El 19 de junio de 2020 el juez civil y comercial de Reconquista, Provincia de Santa Fe, dispuso que los miembros del directorio de esa compañía volvieran a ocupar sus cargos, y desplazó al interventor, imponiéndole el carácter de veedor. Asimismo, este juez se declaró incompetente para resolver acerca del planteo de

inconstitucionalidad del Decreto de Necesidad y Urgencia 522/2020. Es posible que en el futuro el Gobierno Argentino vuelva a intentar disponer la intervención de ésta o de otras empresas, así como la expropiación de compañías privadas. La Compañía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no intentará intervenir y/o expropiar a la Sociedad, y tampoco puede predecir los efectos que la eventual intervención y/o expropiación de otras compañías, particularmente compañías del sector energético, pueda tener sobre la condición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y sus perspectivas de crecimiento. Con fecha 31 de julio del corriente año, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia 636/2020, derogando la intervención transitoria de la sociedad dispuesta por el DNU 522/2020, estimando oportuno dejar sin efecto aquella decisión, concentrando la labor del Estado en la recuperación de los activos que se encontrasen en riesgo y colaborando con la justicia para esclarecer las eventuales responsabilidades civiles, comerciales y penales de quienes hubieran llevado al grupo empresario a tal situación o hubieran colaborado en ello.

En el futuro, el Gobierno Argentino podría introducir nuevos controles cambiarios y/o endurecer los controles ya existentes, imponer restricciones a las transferencias al exterior, restricciones al movimiento de capitales o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo que podría limitar la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados internacionales de capital. Tales medidas podrían generar tensiones políticas y sociales y socavar las finanzas públicas del Gobierno Argentino, como ha ocurrido en el pasado, lo que podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones.

No es posible predecir el impacto de las medidas que el Gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían adoptarse, incluidas las medidas relacionadas con el sector en el cual la Emisora desarrolla sus actividades.

Asimismo, la Compañía no puede garantizar que las medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino, como expropiación, nacionalización, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, cambios en leyes, regulaciones y políticas que afecten impuestos, comercio exterior e inversiones, restricciones a las transferencias al exterior o al movimiento de capitales, o devaluación significativa del peso, no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán adversamente la condición financiera de la Compañía o los resultados de sus operaciones.

Riesgos relacionados con la Emisora

La Emisora es parte de un sector que emplea una amplia fuerza de trabajo sindicalizado y ello podría tener un efecto adverso significativo sobre su negocio

Muchas de las operaciones de la Compañía son altamente intensivas en mano de obra y requieren una gran cantidad de trabajadores, estando la mayoría de los sectores en los que opera la Compañía sindicalizados. La Compañía no posee empleados afiliados a sindicatos. Si bien las relaciones del sector con los sindicatos han sido históricamente estables, no se puede garantizar que la Compañía no experimentará ceses de actividades o huelgas en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades e ingresos de la Emisora.

Un hecho de ciberseguridad, como puede ser un ciberataque podría afectar adversamente el negocio, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora

La Emisora depende del funcionamiento eficiente e ininterrumpido del procesamiento de datos de internet, de las redes y plataformas de comunicación e intercambio de información, incluyendo los sistemas relacionados con el negocio. En general, los riesgos de seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de las nuevas tecnologías y una mayor sofisticación y actividades de ciberataques. Parte de los negocios de la Emisora, implican la conexión a más equipos y sistemas a internet. La Emisora podría enfrentarse a un mayor riesgo de incidentes de ciberseguridad, tales como robos de computadoras, fraude, “phishing”, robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información que se almacena y transmite a través de los sistemas informáticos y la red de la Emisora. En caso de que se produjera un ciberataque, la Emisora podría experimentar una interrupción de sus operaciones comerciales, daños materiales y el robo de

información de clientes; una pérdida sustancial de ingresos, sufrir costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podría quedar sujeta a una mayor regulación y litigios afectando asimismo su reputación.

Además, los planes de contingencia existentes podrían no ser suficientes para cubrir los pasivos asociados con cualquiera de tales eventos y, por lo tanto, la cobertura de seguro podría considerarse inadecuada, lo que nos impediría recibir una compensación completa por las pérdidas sufridas como resultado de dicha interrupción. Aunque es intención de la Compañía continuar implementando dispositivos de tecnología de seguridad y establecer procedimientos operativos para evitar interrupciones como resultado de los incidentes de ciberseguridad y para contrarrestar los efectos negativos de dichos incidentes, es posible que los sistemas actuales y futuros sean vulnerables y que las medidas de seguridad no sean exitosas. De acuerdo con lo anterior, los hechos de ciberseguridad representan un riesgo material para la Compañía y un ciberataque podría afectar adversamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora podrían provocar riesgos ambientales y cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos

Las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos ambientales que podrían surgir en forma inesperada y originar efectos adversos significativos en los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, el acaecimiento de cualquiera de estos riesgos podría derivar en lesiones personales, pérdida de vidas, daños ambientales, gastos de recomposición y reparación, daños en equipos y responsabilidad en procesos civiles, administrativos y penales. La Emisora no puede asegurar que no incurrirá en costos adicionales en relación a cuestiones ambientales en el futuro, lo cual podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, no puede asegurar que la cobertura de seguro con la que cuenta sea suficiente para cubrir las pérdidas que potencialmente podrían surgir de estos riesgos ambientales.

Asimismo, la Emisora está alcanzada por un amplio compendio normativo sobre legislación ambiental. Las autoridades locales, provinciales y nacionales de la Argentina podrían implementar nuevas leyes y reglamentaciones ambientales y ello puede requerir que la Emisora incurra en mayores costos para dar cumplimiento a dichas normas. La imposición de requisitos regulatorios y de permisos más estrictos en relación con estas prácticas en la Argentina podría aumentar significativamente los costos de las actividades de la Compañía.

La Emisora no puede predecir los efectos generales de la implementación de nuevas leyes y reglamentaciones ambientales sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones, lo que podría afectar a la Compañía en su capacidad de pagar sus deudas a su vencimiento.

El acuerdo definitivo de fusión entre la Sociedad (como sociedad absorbente) y St. Patrick (como sociedad absorbida) podría ser rescindido

Con fecha 30 de marzo de 2020, la Asamblea de accionistas de la Sociedad y la Asamblea de accionistas de St. Patrick, una sociedad controlada de la Sociedad, resolvieron suscribir y aprobar el compromiso previo de fusión, en virtud del cual, con efectos a partir del 1 de enero de 2020, en los términos del Artículo 82 y concordantes de la Ley N°19.550 y de acuerdo con lo estipulado en los artículos 80 y 81 de la Ley 20.628 (t.o. en 2019 y sus modificatorias) y del artículo 172 y demás concordantes de su decreto reglamentario, ambas sociedades acordaron fusionar sus actividades mediante la absorción por parte de la Sociedad de la totalidad del patrimonio de St. Patrick, quedando por lo tanto la Sociedad como sociedad absorbente y St. Patrick como sociedad absorbida que se disuelve sin liquidarse (la "Fusión"). Con fecha 24 de septiembre de 2020, la Sociedad y St. Patrick celebraron el acuerdo definitivo de fusión.

A la fecha de este Prospecto y como consecuencia de las limitaciones a la actividad pública y privada causadas por efectos de la pandemia de COVID-19, la Fusión no ha sido registrada aún ante la Inspección General de Justicia (la "IGJ"). Si bien dicho trámite fue iniciado en la IGJ con fecha 5 de enero de 2021, una vez que se limitaron las mencionadas restricciones, hasta tanto la IGJ no se expida favorablemente con respecto a su registración, tanto la Sociedad como St. Patrick podrían demandar la rescisión del acuerdo definitivo relativo de Fusión por justos motivos.

Si bien tal resultado no resulta probable, teniendo en cuenta que St. Patrick es controlada de la Sociedad, si cualquiera de las sociedades demandara y lograra la rescisión del acuerdo definitivo de Fusión, la transmisión patrimonial de una sociedad a la otra no sería efectiva, St. Patrick no se disolvería y no se efectivizaría el canje de acciones previsto en ese acuerdo.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como el coronavirus (COVID-19), podría afectar negativamente el negocio, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora

Las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos relacionados con brotes de enfermedades infecciosas. Por ejemplo, el brote reciente de coronavirus Covid-19 (coronavirus), ya ha causado y continuará causando efectos negativos en los mercados de productos de commodities y en los mercados financieros. Las medidas que el Gobierno Argentino adoptó y podría adoptar en el futuro para proteger a la población en general y combatir la enfermedad también podrían afectar negativamente a la Emisora. Hasta ahora, estas medidas incluyen controles de precios, la prohibición de despidos sin causa justificada, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, bloqueos a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas y extensión de vacaciones, entre muchas otras. Cualquier medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar un brote de una enfermedad contagiosa y otro desarrollo adverso de salud pública en cualquiera de los mercados objetivo de la Compañía puede tener efecto material y adverso en el negocio de la Compañía.

La gravedad y los efectos del brote del coronavirus son inciertos en este momento, y, por lo tanto, la Compañía no puede predecir el impacto que puede tener en el mundo, la economía argentina, los mercados financieros y, en consecuencia, en la Compañía y en los resultados de sus operaciones.

Riesgo de insuficiencia de la cobertura de seguros

Si bien la Emisora considera que su cobertura de seguro es consistente con los estándares internacionales de la industria de su actividad, no puede garantizarse la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produjera un accidente o cualquier otro hecho que no estuviera cubierto por las actuales pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas sustanciales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre las ganancias netas o la situación patrimonial general de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma o que un aumento de los costos de los programas de seguros no afecten su situación patrimonial.

La Emisora puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos significativos que pueden afectar adversamente sus operaciones

En el curso habitual de los negocios, la Emisora celebra contratos con terceras personas. Si bien actualmente la Emisora no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos administrativos son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan son excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones y/u otros conceptos resarcitorios, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad la Emisora de llevar a cabo sus operaciones.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Emisora se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente y sanidad, cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos

Algunas de las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos ambientales que podrían surgir en forma inesperada y originar efectos adversos significativos en los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, el acaecimiento de cualquiera de estos riesgos podría derivar en lesiones personales, pérdida de vidas, daños ambientales, gastos de recomposición y reparación, daños en equipos y responsabilidad en procesos civiles y administrativos. La Emisora no puede asegurar que no incurrirá en costos adicionales en relación con cuestiones ambientales en el futuro, lo cual podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación

financiera. Además, no puede asegurar que la cobertura de los seguros con la que cuenta sea suficiente para cubrir las pérdidas que potencialmente podrían surgir de estos riesgos ambientales.

Las actividades de la Emisora se encuentran sujetas a legislación federal y provincial, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación y evaluación de leyes y políticas sobre medio ambiente. Dichos organismos de gobierno y entes reguladores responsables podrían imponer multas por algún evento. Es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Emisora realizar inversiones a fin de cumplir los requisitos exigidos por ellos, obligándola a no destinar tales fondos en inversiones programadas. Esta desinversión podría tener un efecto sustancial adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

La Emisora no puede predecir los efectos generales de la implementación de nuevas leyes y reglamentaciones ambientales sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones, lo que podría afectar a la Emisora en su capacidad de pagar sus deudas o su misma operación.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la contratación y retención del personal clave

El desempeño actual y futuro y la operación del negocio de la Emisora dependen de las contribuciones de la alta dirección y del equipo altamente calificado. También depende de la capacidad de la Emisora para atraer, formar, motivar y retener al personal clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No hay ninguna garantía de que la Emisora vaya a tener éxito en retener y atraer personal clave y la sustitución de cualquier personal clave que fuera a dejar la Compañía podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad para contratar sustitutos adecuados o personal adicional podría tener un efecto material adverso en el negocio, en la condición financiera y/o en los resultados operativos de la Emisora.

La Emisora podría verse afectada por medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores

La Emisora podría experimentar interrupciones de trabajo y paros laborales. Si esto ocurriera, las operaciones de la Emisora podrían verse obstaculizadas, lo que podría afectar de forma adversa la condición financiera y operaciones de la Emisora.

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

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

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

La actividad de la Emisora requiere de sustanciales inversiones de capital. Específicamente, la exploración y la explotación de hidrocarburos, junto a las demás actividades relacionadas, y el mantenimiento de maquinarias y equipos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. La capacidad de la Emisora de llevar adelante sus inversiones de capital, sin embargo, podría verse limitada por sus posibilidades de obtener financiación, ya sea en niveles favorables o en lo absoluto. El acceso por parte de la Emisora a la financiación internacional y sus costos de endeudamiento podrían verse afectados por la percepción de los inversores respecto de la solvencia de las empresas argentinas. Asimismo, los costos de endeudamiento de la Emisora podrían aumentar en caso de un incremento en las tasas de interés de Estados Unidos y Europa. Asimismo, el deterioro de los mercados de crédito internacionales podría generar una disminución de la disponibilidad de las fuentes de financiación y un aumento de los costos de

financiación. No puede asegurarse que la Emisora podrá generar flujos de fondos suficientes, ni que tendrá acceso a suficientes alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades a los niveles actuales o superándolos.

La Emisora obtiene una porción significativa de sus ingresos de un número limitado de clientes y las pérdidas registradas por un cliente importante pueden tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora tiene una importante concentración de clientes, de modo que las dificultades económicas o cambios en las políticas o patrones de compra de petróleo crudo de sus clientes podrían tener un impacto significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Por el período de nueves meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, todos los ingresos por ventas de petróleo provinieron de exportaciones, de las cuales el 96% corresponde a tres clientes principales. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 fueron ventas locales, de las cuales el 46% fue a dos clientes principales. El 97% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 3% restante en el mercado residencial.

Desde el 30 de septiembre y hasta la fecha del presente, los ingresos por ventas de petróleo obtenidos fueron por exportaciones, de las cuales el 100% corresponde a un único cliente. Desde el 30 de septiembre y hasta a la fecha del presente casi el 100 % de los ingresos por gas natural, provino de ventas locales al mercado industrial de las cuales el 50% aproximadamente fue a tres clientes principales.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron por exportación y se realizaron a un único cliente, representando el 77,3% de sus ingresos por ventas.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 80% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 20% restante en el mercado residencial. Con respecto a las ventas de la Emisora en el mercado industrial, 73% del volumen de gas natural fue vendido a 3 clientes principales., representando el 16,5% de los ingresos por ventas de la Emisora. La volatilidad en las ventas de gas de la Emisora en el mercado regulado en relación con el mercado desregulado se debe a los efectos de la estacionalidad de la demanda de gas.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron al mercado externo y se realizaron a tres clientes. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron ventas locales, de las cuales el 75% fue a cuatro clientes principales. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el 93% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 7% restante al mercado residencial.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron al mercado interno y se realizaron a un cliente. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron ventas locales, de las cuales el 79% fue a tres clientes principales. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el 85% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial y el 15% restante al mercado residencial. Las cifras, información y % correspondientes al 2017, fueron elaborados por la Emisora en base sus propios registros incluyendo información operativa, por lo que no pueden ser comparados y/o cotejados con los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, y no resultan comparables con las cifras, información y porcentajes correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras, información y porcentajes correspondientes por el período de 9 meses al 30 de septiembre de 2020.

Si bien la concentración de sus actividades en un número relativamente pequeño de clientes puede aportar ciertos beneficios, como una distribución del producto potencialmente más eficiente y menores costos de ventas y distribución, esta concentración, en particular en el segmento de petróleo crudo en el cual la Emisora tiene tres clientes principales, puede exponer a la Emisora a un efecto significativo adverso si uno o más de sus grandes clientes

redujera significativamente, suspendiera o dejara sin efecto las compras a la Emisora por cualquier motivo. Además, los clientes de la Emisora en el mercado de petróleo y en el mercado de desregulado de gas poseen suficiente poder de negociación para forzar reducción de precio por debajo de los precios de mercado. Por otra parte, retrasos en los pagos o la falta de pago por parte de los principales clientes de la Emisora podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones.

La Emisora no es el socio operador en todas las uniones transitorias de empresas en las que participa, y las medidas adoptadas por los operadores en dichas uniones transitorias podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora lleva adelante algunas de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante uniones transitorias de empresas. Bajo estos contratos, se le confiere a una de las partes el rol de operador de la unión transitoria de empresas, asumiendo así la responsabilidad de ejecutar todas las actividades que desarrolla la agrupación. La Emisora no siempre asume el rol de operador y, por lo tanto, puede estar expuesta a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas adoptadas por el operador para llevar adelante las actividades. Si bien la Emisora procura asegurar que las normas operativas de sus co-inversionistas estén de acuerdo con sus normas operativas, la Emisora tiene un control limitado o ningún control sobre la operación de estas áreas y gasoductos. Dichas medidas podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas uniones transitorias y filiales y por lo tanto afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las disputas con superficiarios y comunidades que habitan las áreas que la Emisora opera podrían causar demoras, aumentos de costos o pérdidas.

El acceso a las áreas en las que la Emisora opera requiere la celebración de acuerdos con los superficiarios y las comunidades que habitan la zona (como el otorgamiento de derechos de servidumbres de paso y autorizaciones de acceso). Si la Emisora no lograra negociar con los superficiarios dichos acuerdos, la Emisora podría requerir judicialmente el acceso a las áreas, no obstante, las demoras de dicho trámite podrían afectar los niveles de producción de petróleo y gas, así como podrían causar demoras en el progreso de las operaciones en dichas áreas y resultar en costos o pérdidas adicionales.

La Emisora no puede asegurar que los eventuales conflictos con superficiarios o comunidades no afectará su producción o demorará sus operaciones. Tampoco puede asegurar que los acuerdos con los superficiarios no requerirán en el futuro que la Emisora incurra en costos adicionales. Estas situaciones podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Las comunidades locales podrían también efectuar tomas o protestas que restrinjan el acceso a las áreas en las que la Emisora opera, lo que podría generar un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Crown Point Energy Inc. ejerce el control de los asuntos y políticas de la Emisora y sus intereses pueden ser diferentes a los de los tenedores.

Crown Point Energy Inc. es titular, del 97,56% de las acciones ordinarias de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que los intereses de Crown Point Energy Inc. no serán contrarios a los suyos. Crown Point Energy Inc. tiene la facultad de determinar el resultado de sustancialmente todas las cuestiones sometidas al voto de los accionistas de la Emisora y del Directorio y por ende ejerce el control de las políticas comerciales y asuntos de la Emisora, incluyendo los siguientes: designación de la mayoría del Directorio y, como resultado de ello, de la mayor parte de las determinaciones del Directorio de la Emisora respecto de su dirección comercial y políticas, incluyendo la designación y remoción de sus funcionarios; las decisiones relativas a adquisiciones, ventas y disposiciones de activos; el pago de dividendos y la realización de otras distribuciones y el monto de los mismos; y el monto de financiación de deuda a ser incurrida. Para mayor información, véase la Sección *"Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas"* de este Prospecto.

La Emisora podría verse afectada por violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno, y de

prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia.

La Emisora se encuentra sujeta a regulaciones en materia anticorrupción, antisoborno, de prevención del lavado de dinero y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia. Si bien la Emisora cuenta con políticas y procedimientos internos diseñados para garantizar el cumplimiento de las leyes y reglamentos de sanciones contra el fraude, el soborno y actos de corrupción aplicables, la Emisora no puede garantizar que dichas políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inadecuadas, fraude o violaciones de la ley por parte de sus empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios o que dichas personas no tomarán medidas en violación de las políticas y procedimientos de la Emisora por las cuales la Emisora o ellos pueden ser considerados responsables en última instancia. Las violaciones de las leyes antisoborno y anticorrupción podrían tener un efecto material adverso en el negocio, reputación, resultados de operación y situación financiera de la Emisora. Además, la Emisora podría estar sujeta a una o más acciones de cumplimiento, investigaciones y procedimientos penales y administrativos por parte de las autoridades por supuestas infracciones a estas leyes. Estos procedimientos pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en la reputación, negocio, condición financiera y resultados de operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Podría no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables en el marco de este Programa constituyen títulos nuevos por los que actualmente no existe un mercado de negociación activo. No puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a la Compañía o por factores totalmente ajenos a la misma. Asimismo, la liquidez y el mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectados por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones y/o los negocios de la Sociedad, la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

La Compañía no puede garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables de una serie y/o clase, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables, el precio de mercado y liquidez de las Obligaciones Negociables podrán verse seriamente afectados.

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 verse 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.

La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión

Todas las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas a opción de la Emisora, en forma total o parcial por razones impositivas o por otras causas que especifiquen en los documentos correspondientes de cada clase, de conformidad con los parámetros que en ellos se determine. La Sociedad podrá optar por rescatar tales Obligaciones Negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda

reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en valores negociables similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las Obligaciones Negociables adquiridas.

El precio al que los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. En cambio, una disminución en el nivel de la misma podría causar un aumento en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados. Si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podría verse modificado.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora

La calificación otorgada a las Obligaciones Negociables podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las respectivas Obligaciones Negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación. No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no sea disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la sociedad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de dichas Obligaciones Negociables.

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 Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables, y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier clase y/o serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley N° 24.522 y sus modificatorias (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 dobles mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Compañía.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como

si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente a todos los efectos; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, podrá desdoblar su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares 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 dichas mayorías.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descripto y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso de que la Compañía entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, 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 de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de la Compañía respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de Obligaciones Negociables.

Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas

Las Obligaciones Negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas. Las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Como resultado, las Obligaciones Negociables podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de los tenedores de vender las Obligaciones Negociables adquiridas.

Riesgos relacionados con la Industria del Petróleo y Gas

Las operaciones de la Emisora se encuentran sujetas a considerables regulaciones

Históricamente, la industria del petróleo y gas en Argentina ha estado controlada significativamente por el Gobierno Argentino, a través de la titularidad de las empresas estatales comprometidas en dichas actividades. A principios de la década de 1990, el gobierno argentino redujo el nivel de regulación y privatizó grandes sectores de la industria del petróleo y gas llevando a una creciente participación de empresas privadas. Independientemente de esta reducción en la regulación y el control general de la industria, el sector del petróleo se encuentra aún sujeto a considerables

regulaciones e intervención gubernamental. Estas regulaciones se relacionan, entre otras cuestiones, con la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, exportaciones, exigencias sobre inversiones, aspectos tributarios, regulación de precios y cuestiones de índole ambiental. Como resultado, los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones políticas y regulatorias imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por cambios políticos y regulatorios en Argentina. La Emisora no puede asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán negativamente al sector en el cual la Compañía desarrolla sus actividades. En forma similar, la Compañía no puede asegurar a los inversores que las políticas gubernamentales futuras no afectarán negativamente la industria del petróleo y gas.

La Emisora puede enfrentar riesgos y desafíos en relación con la regulación del sector en el cual desarrolla sus actividades, incluyendo sin limitación, limitaciones en la capacidad de la Emisora para aumentar los precios o de reflejar los efectos de incrementos en impuestos internos, aumentos de costos de producción o incremento de los precios internacionales del petróleo crudo y del gas, o las fluctuaciones de tipos de cambios; nuevos aranceles o impuestos similares; restricciones sobre volúmenes de exportación; regulaciones ambientales más exigentes; restricciones a las importaciones de productos que puedan afectar las operaciones de la Compañía.

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

Las concesiones de producción de petróleo y gas y los permisos de exploración en Argentina están sujetos a ciertas condiciones y podrían no ser renovados o ser revocados.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada por la Ley N° 27.007, (la "Ley de Hidrocarburos") 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, respecto de las áreas extraterritoriales más allá de las 12 millas náuticas, al Gobierno Argentino.

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 que abarcan del 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.

La Compañía no puede asegurar que sus 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 los proyectos, o la imposibilidad de obtenerla, podría tener un efecto adverso sustancial en el negocio y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Podría producirse una caída en las reservas de petróleo y gas de Argentina

La posibilidad de que en un futuro se puedan reemplazar las reservas de petróleo crudo y de gas de la Emisora, depende de la capacidad de la Emisora para acceder a nuevas reservas, tanto mediante exploraciones exitosas como mediante la adquisición de reservorios. La Emisora considera la exploración, que conlleva riesgos e incertidumbre inherentes, como el principal vehículo para crecer en un futuro y reemplazar las reservas de la Compañía.

Sin actividades de exploración exitosas ni adquisición de reservas, las reservas de la Compañía probadas disminuirían dado que la producción de petróleo y gas se vería necesariamente limitada a los activos actuales de la Compañía.

La Compañía no puede garantizar que las actividades de exploración, desarrollo y adquisición de la Compañía permitirán contrarrestar la disminución en sus reservas. Si la Compañía no puede hallar, desarrollar o adquirir eficientemente suficientes reservas adicionales, sus reservas y por ende su producción podrían disminuir y, consecuentemente, esto podría afectar negativamente los resultados futuros de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

Las caídas significativas o prolongadas y la volatilidad de los precios del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo, junto al gas natural, pueden tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora

La mayor parte de los ingresos de la Compañía proviene de la venta de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y del gas natural. Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo, de sus derivados y del gas natural incluyen: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de petróleo crudo, especialmente Oriente Medio; la capacidad de la OPEP y otros países productores de petróleo crudo de fijar y mantener los niveles y los precios de la producción; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos o los actos de terrorismo locales e internacionales. La Emisora no tiene control sobre estos factores. Los cambios en los precios del petróleo crudo en general originan cambios en los precios de los productos derivados. Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado ampliamente en los últimos años, declinando significativamente desde la segunda mitad de 2014 hasta diciembre de 2017. Si bien en los últimos años los precios del crudo habían mantenido una tendencia de aumento, a principios del año 2020 los precios del crudo registraron su peor caída en las últimas tres décadas, los cuales cayeron hasta un 30% debido al conflicto entre Arabia Saudita y Rusia, lo cual se vio acrecentado con los efectos de la crisis global producto del Covid-19.

Las caídas significativas o prolongadas en los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos derivados del petróleo y del gas natural podrían tener un efecto significativamente adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera y el valor de las reservas de la Emisora. Además, las reducciones significativas en los precios del petróleo crudo, sus derivados y del gas natural podrían llevar a incurrir en cargos por desvalorización en el futuro o a reducir o alterar sus inversiones de capital, y ello podría afectar negativamente sus pronósticos y estimaciones de producción y reservas.

Las retenciones a las exportaciones y las regulaciones a las importaciones de los productos de la Emisora podrían afectar en forma negativa la rentabilidad de las operaciones

El 1 de marzo de 2002, el Gobierno Nacional estableció una retención a las exportaciones de hidrocarburos inicialmente por un plazo de cinco años. En 2006, en virtud de la Ley Nº 26.217, la retención a la exportación se extendió y en 2011 por la Ley Nº 26.732 se prorrogó por cinco años más. Este marco impidió a las empresas de la industria beneficiarse de significativos aumentos en los precios internacionales de petróleo, productos derivados del petróleo y gas natural. Asimismo, dificultó la compensación de los aumentos sostenidos de costos relacionados con la industria energética, y afectó significativamente la competitividad y los resultados del sector. El 6 de enero de 2017, el Gobierno Argentino no extendió las resoluciones que imponían las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos.

Desde el 22 de agosto de 2018, existe un nuevo procedimiento de exportación de gas natural que regula el proceso para obtener las autorizaciones necesarias para exportar gas natural. Recientemente, el procedimiento fue simplificado mediante la Resolución SE Nº 417/19.

Sin embargo, el 4 de septiembre de 2018, el Gobierno Argentino publicó el Decreto Nº 793/18, que impuso un derecho de exportación sobre varios bienes, incluido el gas natural, hasta el 31 de diciembre de 2020. El derecho de exportación consiste en un impuesto del 12% sobre productos básicos con un tope de $4 por cada US$ 1.00 en exportaciones. El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo, a través del Decreto Nº 37/19, dejó sin efecto el tope de $4 por cada US$ 1.00 del valor imponible, quedando vigente el 12% sobre dicha base. Recientemente, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo a fijar derechos de exportación de hidrocarburos cuya alícuota no puede superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Dicha ley también establece que, en ningún caso, el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras; no obstante, dicha disposición ha sido vetada por el PEN mediante el Decreto 58/19. La facultad establecida podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Compañía no puede asegurar que el Gobierno Nacional no aplicará ni creará otras alícuotas a la exportación ni regulará aún más las importaciones. No se puede predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de la Compañía.

Los precios del petróleo y del gas pueden afectar el nivel de inversiones de capital de la Emisora

Los precios que la Compañía puede obtener por sus productos hidrocarburíferos y gasíferos afectan la viabilidad de las inversiones en sus actividades de exploración y desarrollo y, en consecuencia, la oportunidad y el monto de las inversiones de capital proyectadas a tal fin. La Compañía presupuesta las inversiones de capital tomando en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de sus productos. En el caso de una disminución en los precios de sus productos, es probable que esto afecte la capacidad de mejorar las tasas de recuperación de hidrocarburos de la Compañía, identificar nuevas reservas e implementar algunos de los planes de inversiones de capital, lo que a su vez tendría un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y los productos derivados del petróleo han afectado y podrían continuar afectando los resultados de sus operaciones

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha adoptado una serie de medidas que limitan las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y productos derivados del petróleo, lo que impidió a compañías hidrocarburíferas beneficiarse de los precios de estos commodities en los mercados internacionales y afectó la competitividad y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Compañía, actualmente requieren una autorización previa de la SGE de conformidad con la Resolución Nº 241-E/17, según fuera enmendada. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o que se ha realizado y rechazado una oferta para vender el producto a compradores locales.

Además, el 21 de marzo de 2017, el Decreto Nº 192/17 creó el "Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos" (el "Registro") y dispuso que el entonces Ministerio de Energía y Minería sería responsable de controlar el Registro. El Registro se refiere a la importación de (i) petróleo crudo y (ii) algunos otros subproductos específicos (sección 2 del decreto). La regulación estableció que cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del entonces Ministerio de Energía y Minería antes de que se realizara la importación. Según este decreto, el entonces Ministerio de Energía y Minería tenía que establecer la metodología aplicable para emitir autorizaciones de importación, que se basaría en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado nacional; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con

petróleo crudo nacional; y (c) la falta de subproductos enumerados en la sección 2 del decreto ofrecido en el mercado interno. Este régimen eximía cualquier importación por parte de CAMMESA, con el fin de abastecer a las centrales eléctricas y con el propósito principal de proporcionar suministro técnico al "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o "SADI"). El 24 de noviembre de 2017, el Decreto Nº 962/17 modificó el Decreto Nº 192/17 al establecer que el Registro entraría en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto Nº 962/17 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones de importación relacionadas con petróleo crudo, gasolina y diesel incluidas en el Decreto Nº 192/17 ya no están sujetas a registro.

El 22 de agosto de 2018, el Gobierno Argentino emitió un nuevo procedimiento de exportación de gas natural que reguló el proceso para obtener las autorizaciones necesarias para exportar gas natural. En julio del 2019, mediante la Resolución SGE Nº 417/19, dicho proceso fue modificado y simplificado. Recientemente, el Gobierno Argentino emitió la Disposición SSHC Nº 284/19 mediante la cual se aprueba el procedimiento operativo de exportación de gas natural, vigente hasta el 30 de septiembre de 2021.

Estas y otras restricciones podrían afectar significativamente y en forma adversa la rentabilidad de las operaciones de la Compañía e impedir capturar, en caso de que los precios internacionales así lo verifiquen, la ventaja de los precios de exportación.

La falta de cumplimiento por parte de la Compañía de sus compromisos de inversión bajo sus concesiones podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

La Compañía, en el marco de las concesiones, se ha comprometido a realizar ciertas inversiones. La falta de cumplimiento de dichos compromisos podría generar la posibilidad de pérdida de derechos sobre el área subyacente, y ello podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.

El sector del petróleo y gas está sujeto a riesgos operativos, ambientales y económicos específicos

Las operaciones de la Compañía están sujetas a los riesgos inherentes a la exploración y producción de petróleo y gas, incluyendo riesgos de producción (fluctuaciones en la producción debido a riesgos operacionales, catástrofes naturales o condiciones meteorológicas, accidentes, etc.), riesgos de equipos (asociados a la adecuación o estado de las instalaciones y equipos) y riesgos de transporte (asociados al estado y vulnerabilidad de los oleoductos y otras modalidades de transporte), así como riesgos ambientales (peligros ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, descargas de gases tóxicos o rupturas), políticos y regulatorios. Las actividades de perforación también conllevan numerosos riesgos e incertidumbres, y podrían en última instancia implicar esfuerzos no rentables, no sólo en la forma de pozos secos, sino también en pozos productivos que no produzcan suficientes ingresos como para cubrir sus costos operativos. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos. Asimismo, la recolección y compresión de gas, las operaciones de la planta de tratamiento, así como las actividades de transporte, depósito y carga de petróleo de la Compañía están sujetas a todos los riesgos inherentes a dichas operaciones.

A menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas de la Compañía, las reservas y producción se reducirán con el tiempo

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas, dependiendo del porcentaje de disminución que depende de las características del reservorio. En este sentido, las reservas comprobadas disminuyen a medida que se producen. El nivel de reservas y producción de petróleo y gas natural a futuro de la Compañía, y por lo tanto su flujo de efectivo y ganancias dependen en gran medida del éxito en el desarrollo eficiente de las reservas actuales, celebrando nuevos acuerdos de inversión y hallando o adquiriendo en forma económica reservas adicionales recuperables. Si bien la Compañía ha tenido éxito en identificar y desarrollar yacimientos comercialmente explotables, esto podría no ocurrir en el futuro. La Compañía podría no identificar otros yacimientos comercialmente explotables o realizar perforaciones exitosas, completar o producir más reservas de petróleo o gas, y los pozos que han perforado y se prevé perforar en la actualidad podrían no resultar en el

descubrimiento o producción de petróleo o gas natural en el futuro. Si la Compañía no pudiera reemplazar la producción actual y futura, se reducirá el valor de las reservas y los resultados de las operaciones podrían verse negativamente afectados, como así también la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las reservas estimadas de petróleo y gas de la Compañía se basan sobre suposiciones que podrían no ser precisas

Al 31 de diciembre de 2019, las reservas probadas de CPESA fueron estimadas en 3.181 miles de barriles equivalentes de petróleo (mboe), de los cuales 1.966 miles se corresponden a barriles de petróleo (mbo); reservas de gas por 7.196 millones de pies cúbicos de gas (mmcfg); reservas de NGL o LPG (gas licuado de petróleo) por 15 miles de barriles. Mientras que las reservas probables fueron de 901 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 858 miles corresponden a barriles de petróleo; 256 millones de pies cúbicos de gas y 1 mil de barriles a LPG. El total de reservas Probadas más Probables es de 4.081 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 2.824 miles corresponden a barriles de petróleo; 7.451 millones corresponden a pies cúbicos de gas y 16 miles de barriles a LPG. Las cifras corresponden a reservas al 31 de diciembre de 2019 cuya fuente de información es el informe independiente de reservas de GCA publicado el 30 marzo 2020 en www.sedar.com y www.crownpointenergy.com. Los cálculos sobre las reservas de la Emisora incluidos en este Prospecto están sujetos a incertidumbres considerables. La ingeniería de reserva de petróleo y gas es un proceso subjetivo por el que se calcula acumulaciones de petróleo y gas que no puede ser medido de manera exacta, y los cálculos de otros ingenieros podrían diferir sustancialmente de aquellos aquí establecidos.

Al calcular cantidades de reservas de petróleo y gas surgen numerosas suposiciones e incertidumbre, incluyendo, pero sin limitarse a las siguientes:

- Los resultados de las perforaciones, evaluaciones y producciones siguiendo las fechas de los cálculos, los cuales podrían requerir considerables revisiones;

- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y la interpretación y evaluación de dicha información;

- La evolución de la producción de los reservorios;

- Los desarrollos como adquisiciones y ventas, nuevos descubrimientos y extensiones de campos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación;

- Cambios en los precios de petróleo y gas natural, los cuales podrían tener un impacto sobre la magnitud de las reservas probadas, ya que las reservas están calculadas en condiciones económicas existentes desde la fecha en la que se realizan los cálculos (una disminución en el precio de petróleo y gas podría significar que las reservas ya no sean económicamente factibles para la explotación y, por lo tanto, no serían consideradas reservas probadas); y

- Impuestos y regalías vigentes, así como otras condiciones contractuales vigentes a la fecha en la que se realizaron los cálculos (los cambios en las regalías e impuestos aplicables, así como otras reglamentaciones relevantes podrían hacer que se considere a las reservas como algo económicamente no factible para la explotación).

Además, a menos que el petróleo y el gas sean reemplazados, podrían ser reducidos con el paso del tiempo, lo que, como consecuencia, llevaría a una disminución en la producción.

La mayoría de los factores, suposiciones y variables incluidas en los cálculos de las reservas escapan del control de la Emisora y están sujetos a cambios con el correr del tiempo. Por lo tanto, existe incertidumbre con respecto a las reservas calculadas de petróleo y gas, así como también con los pronósticos sobre el avance de la futura producción

y la oportunidad y los costos de las inversiones para el desarrollo de dichas reservas. Por consiguiente, los cálculos de las reservas podrían diferir de las cantidades reales de petróleo y gas extraídas, en una medida considerablemente más baja que las reservas calculadas. Esto podría tener un impacto significativo en los resultados de las operaciones y de la situación financiera de la Emisora. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos una vez al año. Toda revisión de nuestros cálculos, incluso por factores más allá del control de la Emisora, como precios y situaciones económicas, podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Por lo tanto, no deberían sobreestimarse los cálculos de reservas. Para más información acerca de nuestras reservas, ver "*Información de la Emisora—Actividades de Exploración y Producción—Producción de Petróleo y Gas—Reservas*" en este Prospecto.

La Compañía está expuesta a una importante competencia en la adquisición de áreas exploratorias y reservas de petróleo y gas natural

La industria argentina de petróleo y gas es extremadamente competitiva. Cuando la Compañía se presenta en una licitación para la adjudicación de derechos de exploración o explotación con respecto a un área, está expuesta a una importante competencia no sólo de empresas privadas sino también de empresas públicas. De hecho, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han constituido sociedades para llevar a cabo actividades de petróleo y gas en representación de sus respectivos gobiernos provinciales. Las compañías de energía estatales IEASA, YPF y otras compañías provinciales (como Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("G&P") y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial ("EDHIPSA") también tienen un rol clave en el mercado argentino de petróleo y gas. Como resultado de ello, la Compañía no puede garantizar que podrá adquirir nuevas áreas exploratorias o reservas de petróleo y gas en el futuro, y ello podría afectar negativamente su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. No puede garantizarse que la participación de IEASA o YPF (o cualquier compañía de propiedad de una provincia) en las licitaciones de nuevas concesiones de petróleo y gas no influirá en las fuerzas del mercado de forma tal que pueda tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Emisora podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

La Compañía, así como las demás compañías que operan en la industria de petróleo y gas en Argentina, está sujeta a un amplio espectro de leyes y reglamentaciones ambientales, sanitarias y de seguridad. Estas leyes y reglamentaciones tienen un efecto significativo sobre las operaciones de la Compañía y podrían dar lugar a efectos adversos significativos sobre su situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

La reglamentación ambiental, sanitaria y de seguridad y la jurisprudencia en Argentina se desarrollan a un ritmo acelerado y no puede asegurarse que dicha evolución no incrementará los costos de las actividades comerciales y pasivos de la Compañía. Asimismo, a causa de la preocupación sobre el riesgo que implica el cambio climático, una serie de países han adoptado o consideran adoptar nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia, o la adopción de límites máximos y regímenes de comercio. Si se adoptaran en Argentina, estos requisitos podrían tornar más costosos los productos de la Compañía y redirigir la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas de carbono como son las energías renovables.

Las limitaciones sobre los precios internos en la Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Emisora

En los últimos años, debido a factores de política económica, regulatorios y de gobierno, los precios internos del petróleo crudo, la nafta y otros combustibles han diferido sustancialmente respecto de los precios regionales e internacionales de tales productos, y la capacidad para incrementar o mantener los precios relacionados a precios internacionales y aumentos de los costos internos ha sido limitada. Los precios internacionales del petróleo crudo y

de los productos derivados del petróleo han disminuido significativamente desde la segunda mitad de 2014 hasta diciembre de 2017.

El 11 de enero de 2017, el ME&M firmó el Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria de Hidrocarburífera Argentina (el "Acuerdo de Transición"), el cual, mediante un precio de transición, apunta a elevar el precio del barril de petróleo crudo producido y comercializado en Argentina más cerca del precio de los mercados internacionales durante 2017.

El 26 de septiembre de 2017, el ME&M anunció la suspensión del Acuerdo de Transición, debido a que se cumplió la condición establecida en la sección 9 del Acuerdo de Transición. Esta condición establecía que, si el precio internacional promedio por barril de crudo Brent superaba, durante un período de más de diez días consecutivos, el valor de referencia para un barril de petróleo crudo local del Medanito por más de US$ 1,00/barril, lo que resulta en un Precio del crudo Brent de al menos US$ 54 por barril, las obligaciones bajo el Acuerdo de Transición se suspenderían a partir del siguiente mes calendario. La condición mencionada anteriormente se cumplió el 13 de septiembre de 2017. Por lo tanto, la suspensión entró en vigencia a partir del 1 de octubre de 2017. El efecto de esta suspensión fue que, a partir del 1 de octubre de 2017, el precio por barril de petróleo crudo también para sus derivados quedó sujeto a las reglas del mercado local. La suspensión se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, cuando expiró el Acuerdo de Transición.

El 15 de agosto de 2019, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 estableció que, por un período de noventa días: (i) las entregas de petróleo crudo en el mercado local deben facturarse y pagarse aplicando un tipo de cambio de referencia de pesos 45,19 por cada dólar y una referencia precio del crudo Brent de US$ 59 por barril; (ii) los precios de la gasolina y el diesel vendidos localmente no pueden exceder el precio vigente al 9 de agosto de 2019; y (iii) las empresas productoras de hidrocarburos, las refinerías y las empresas minoristas deben satisfacer la demanda nacional de petróleo crudo y combustibles líquidos, respectivamente, a los precios establecidos.

La Compañía no puede asegurar que podrá aumentar los precios internos de sus productos ni que las limitaciones a su capacidad de hacerlo afectarán en forma adversa los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Tampoco puede asegurar que los precios de los hidrocarburos en la Argentina seguirán los aumentos y disminuciones de los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional o los mercados regionales. Las discrepancias entre los precios nacionales e internacionales pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Emisora.

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

Desde diciembre de 2011, el Gobierno Argentino ha adoptado una serie de medidas relacionadas con la repatriación de fondos obtenidos de las exportaciones de petróleo y gas y los cargos aplicables a la producción de gas líquido, que han afectado el negocio de los productores y fabricantes de petróleo y gas. A partir de abril de 2012, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de YPF e impuso cambios importantes en el sistema bajo el cual operan las compañías petroleras, principalmente mediante la promulgación de la Ley N° 26.741, el Decreto N° 1277/12 y la Ley N° 27.007.

En el marco del brote de Coronavirus (Covid-19), y a modo de hacer frente a las consecuencias sanitarias y económicas generadas por la pandemia, el Gobierno Argentino dictó el DNU Nº 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios de gas por redes no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. La Compañía no puede predecir qué efectos tendrá este decreto en los resultados de sus operaciones, sobre el sector de petróleo y gas, ni cómo la falta de pago de los mencionados servicios afectará la cadena de pagos respecto de las productoras y distribuidoras. A su vez, la Compañía no puede prever qué otras medidas serán adoptadas por el Gobierno Argentino a fin de combatir la pandemia sanitaria, ni el efecto que estas puedan tener sobre la situación patrimonial o el resultado de las operaciones de la Compañía, sus subsidiarias y/o afiliadas.

A su vez, no es posible asegurar que éstas u otras medidas a ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre la economía argentina, afectando, en consecuencia, la situación patrimonial, la situación financiera, los resultados de las operaciones y la capacidad de repago de la Compañía.

La comercialización de los productos de la Emisora depende de su capacidad de acceder a equipamiento e instalaciones en forma oportuna.

La capacidad de la Emisora de comercializar su producción depende en gran medida de su capacidad de acceder al equipamiento y las instalaciones necesarias para el procesamiento, acopio y transporte de la producción (como ductos, estaciones de carga, etc.), así como otras instalaciones relevantes, las que podrían ser propiedad de terceros o no existir en zonas cercanas a las áreas de producción. La imposibilidad de obtener acceso a dicho equipamiento e instalaciones en términos aceptables (incluyendo los costos de construcción de ser necesario) y en forma oportuna podrían afectar significativamente las actividades de la Emisora. Si el acceso a las instalaciones de transporte o procesamiento es limitado o no está disponible cuando es necesario, la Emisora podría verse obligada a abandonar pozos. La imposibilidad de generar ingresos de los pozos perforados por la Emisora durante un extenso período de tiempo podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Además, el abandono de pozos podría acarrear problemas técnicos, lo que podría provocar una caída de la producción y un incremento en los costos de remediación lo que, a su vez, podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

La información sísmica utilizada por la Emisora se encuentra sujeta a interpretación y podría no identificar adecuadamente la presencia de petróleo crudo y gas natural.

Aun cuando la información sísmica y las técnicas de visualización sean aplicadas e interpretadas correctamente, se trata de herramientas de asistencia a los geólogos para la identificación de superficies en las que eventualmente pueda haber presencia de hidrocarburos y no permiten al intérprete determinar si efectivamente hay presencia de hidrocarburos en dichas superficies. Además, el uso de tecnología sísmica y otras tecnologías requieren altos niveles de gastos pre-perforación, lo que podría generar pérdidas para la Emisora. Debido a estas incertidumbres, algunas de las actividades de perforación de la Emisora podrían no ser exitosas o no resultar económicamente viables y el resultado agregado de pozos exitosos o los niveles de éxito en perforación de la Emisora en un área determinada podrían caer, lo que podría generar un efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y los resultados de sus operaciones.

II –POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y Financiamiento

Adquisición de St. Patrick Oil & Gas S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, se adquirió el 100% de las acciones con derecho a voto de St. Patrick, anteriormente denominada "Apco Austral S.A.", 98% en poder de la Compañía y el 2% restante estaba en poder de Crown Point Energy Inc. St. Patrick poseía, al 31 de diciembre del 2018, el 25,7796% de participación en la U.T.E. "Río Cullen- Las Violetas – La Angostura".

El costo de la adquisición implicó un pago en efectivo de US$32,1 millones (equivalente a $802.082.663). Adicionalmente, bajo los términos del acuerdo, la Sociedad se comprometió a realizar pagos trimestrales ("Acuerdo de Regalías") por un período de hasta diez años comenzando a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta US$8,82 millones, calculados en función del 10% de la ganancia neta (ingresos de petróleo y gas neto de regalías provinciales) que reciba St. Patrick por su porcentaje de participación en la concesión de Tierra del Fuego para el trimestre que exceda cierta base de ingresos netos como tope para cada trimestre. Si en algún trimestre, los ingresos netos recibidos por St. Patrick no exceden el tope de la base de ingresos netos establecidos para ese trimestre no se determinarán regalías a pagar.

La adquisición se contabilizó como una combinación de negocios de acuerdo con lo establecido en la NIIF 3 Combinaciones de Negocios, utilizando el método de la adquisición por el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos fueron registrados a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición de la siguiente manera:

Valor razonable de los activos netos	**Valor razonable**
Efectivo y equivalentes de efectivo	107.469.679
Capital de trabajo no monetario	47.980.170
Propiedades, planta y equipos	890.060.643
Llave de negocio	118.210.376
Pasivos no Corrientes	(1.416.250)
Provisión por abandono de pozos	(49.695.165)
Pasivo diferido	(145.319.613)
Participación no controladora	(16.981.739)
Diferencia de conversion	(934.116)
	949.373.985
Consideración	
Caja	802.082.663
Pasivo por contraprestación contingente	147.291.322
	949.373.985

La llave de negocio se atribuye a la duplicación de la producción diaria y el uso del exceso de capacidad en la infraestructura existente para recolectar, procesar y transportar nueva producción de gas al mercado a un costo mínimo de operación.

El valor razonable del pasivo por contraprestación contingente en la fecha de adquisición del 7 de junio de 2018 se estimó en USD 5,9 millones utilizando el modelo de precios de Black-Scholes basado en una volatilidad de ingresos netos de 61% a 76% y una tasa libre de riesgo de 2,52% a 2,85%, en un plazo de 8,5 años.

Durante 2018 y 2019, la Sociedad pagó $12.133.515 (USD 340.351) y $49.792.002 (USD 1.134.144), respectivamente, de regalías en efectivo. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad volvió a medir el valor razonable del pasivo por contraprestación contingente y concluyó que los ingresos proyectados basados en el flujo del informe de reservas no superan la base de ingresos netos establecidos como tope para la determinación de las regalías a pagar (2018: $261.080.606 / USD 6.925.215), lo que resultó en un ajuste del valor razonable de $336.984.687 (USD 5.626.727) que redujo el pasivo a cero.

Inversiones realizadas durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Adicionalmente a la adquisición de St. Patrick mencionada precedentemente, la Emisora realizó las siguientes inversiones durante los años 2019, 2018 y 2017:

Valores expresados en pesos argentinos

Monto de inversiones aplicadas a actividades de inversión	2019 *(1)*	2018 *(1)*	2017 (2)
Inversiones en propiedades, planta y equipos e intangibles	336.397.805	194.363.742	48.066.218
Inversiones en exploración y evaluación	165.310.856	111.928.948	-
Inversiones por adquisición /(cobros por venta) de negocios *(i)*	(734.791.728)	802.082.663	

(i) Inlcuye adquisición de St. Patrick Oil and Gas SA en 2018 y venta del % de participación en 2019

(1) Información preparada de acuerdo a NIIF

(2) Información preparada de acuerdo con NCPA

Área Río Cullen – Las Violetas – La Angostura

Durante 2017, se recibió y se concretó la puesta en marcha del nuevo equipo de pulling para reemplazar el existente, lo que permitió que la operación se realice con mejores condiciones de seguridad y con mayor eficiencia y adicionalmente se perforaron los pozos “RC.x 1002” en Río Cullen y “SMx.1001” en Angostura.

En el pozo “RCx.1002”, se descubrió gas en la formación Springhill y se puso en producción. En el pozo “SMx.1001”, se descubrió petróleo en la Serie Tobífera. El petróleo extraído es de tipo liviano, con una graduación de aproximadamente 34° API. La puesta en producción fue a fines de septiembre de 2017.

Durante 2018 se ejecutó una nueva campaña de perforación de 3 pozos; dos de ellos fueron pozos de avanzada en el yacimiento San Martin para adquisición de datos y ensayos y el tercero fue un pozo exploratorio en el prospecto Laguna Redonda en la concesión Las Violetas con objetivo de gas en la formación Springhill.

El pozo “SM.a-1002”, ubicado a 0.8 km al sur del “SMx-1001”, fue perforado en junio de 2018 y se puso en producción en agosto de 2018.

El segundo pozo de avanzada, “SM a-1003”, ubicado a 0.9 km al norte y al oeste de “SM x-1001”, fue perforado en julio de 2018. A fines de agosto de 2018, la zona superior de Tobífera (productiva en “SM x-1001” y “SM a-1002”) fue completada. El pozo fue suspendido después de no poder recuperar el petróleo.

Una zona de Tobífera inferior fue estimulada mediante una fractura en diciembre de 2018 mientras que la parte superior de la zona de Tobífera fue estimulada mediante una fractura en febrero de 2019, recuperando pequeñas cantidades de petróleo. Como consecuencia de los resultados en la Serie Tobífera, durante septiembre de 2018 se realizó la terminación del pozo “LFE-1004” (yacimiento Los Flamencos Este), con excelentes resultados de producciones de gas lo que permitió considerar a partir de la Serie Tobífera, un nuevo reservorio para este bloque hacia el sector oriental del yacimiento.

En virtud del sustancial incremento de la producción registrada durante el 2018, se iniciaron los trabajos tendientes a dotar a los yacimientos de las instalaciones de superficie necesarias. En particular, ya se tendió un gasoducto y se construyeron las instalaciones de acondicionamiento y compresión para la conexión de gas al sistema que permitió inyectar el gas en la red comercial y se trabajó en el tendido de oleoductos y construcción de plantas con el objeto de optimizar la logística de transporte, reduciendo sensiblemente los costos de operación e incrementar la capacidad de los yacimientos para continuar con las inversiones de perforación y evaluación en el bloque.

Cerro de los Leones - Mendoza

En marzo de 2017, la Provincia de Mendoza acordó formalmente extender el plazo para adquirir 214 km2 de sísmica 3D y perforar un pozo exploratorio hasta el 22 de enero de 2018.

En octubre de 2017, la Compañía solicitó una nueva extensión del plazo hasta abril de 2018 para adquirir sísmica 3D cuando un equipo sísmico esté disponible, y diferir la perforación del pozo de exploración de compromiso hasta diciembre 2018. La Compañía recibió la aprobación formal de la Provincia de Mendoza tanto para la prórroga como para el aplazamiento hasta el 22 de enero de 2019.

En septiembre de 2018, la Sociedad completó el programa de adquisición de 213 km2 de sísmica 3D para Cerro los Leones Norte, alcanzó el 80% de la superficie y los datos fueron entregados para su interpretación en febrero de 2019. Asimismo, la cobertura de sísmica 3D por 143 km2 para Cerro los Leones Sur, fue completada por la Emisora en 2012, y alcanza el 100% de la superficie.

Política Ambiental

La Compañía tiene como objetivo contribuir a la mejora en la calidad de vida a través de la sostenibilidad ambiental, realizando sus mejores esfuerzos para reducir el impacto ambiental de sus actividades, por ejemplo, haciendo un uso racional de los recursos.

Todos los proyectos de la Compañía cumplen con las exigencias normativas nacionales, provinciales y municipales. Estas regulaciones generalmente le exigen a la Compañía obtener permisos, certificados y autorizaciones de autoridades gubernamentales en relación con sus operaciones.

La Compañía lleva a cabo sus actividades bajo la guía de los siguientes principios:

- Incrementar la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables.
- Procurar la mejora continua en el desempeño, tendiendo a la mitigación de los impactos ambientales negativos de la actividad (en su defecto, la eficaz contención de los mismos) y el incremento de los impactos de carácter positivo, en cantidad, calidad y seguridad, en la medida de lo posible.

Políticas de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada y podrá decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política 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 con los resultados no asignados expuestos en los estados contables anuales confeccionados de conformidad con las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital suscripto para el fondo de reserva legal; b) a remuneraciones de los directores y síndicos, en su caso, y c) al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción, salvo que, para un determinado ejercicio, los accionistas expresamente dispongan lo contrario.

IV – INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directores o Administradores y Gerencia

Nómina de Directores

La designación de los directores de la Emisora que se detalla a continuación fue hecha por la Asamblea Ordinaria de la Emisora del 30 de marzo de 2020 y se mantienen en ejercicio de sus funciones en virtud del art. 257 de la Ley General de Sociedades.

Nombre y Apellido	C.U.I.T.	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento del mandato	Domicilio Especial	Carácter (*)
Brian John Moss	20-60429973-0	Presidente	30/03/2020	31/12/2020	Godoy Cruz 2769, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Margarita Isabel Tormakh	27-17108023-7	Vicepresidente	30/03/2020	31/12/2020	Godoy Cruz 2769, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Roberto Domínguez	20-04751681-2	Director Titular	30/03/2020	31/12/2020	Av. Corrientes, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Juan Manuel Llado	20-27535040-1	Director Titular	30/03/2020	31/12/2020	Av. Corrientes, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Julián Andrés Racauchi	20-21923611-6	Director Suplente	30/03/2020	31/12/2020	Av. Corrientes, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente

(*)Conforme con los términos del art. 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

Nómina de la Comisión Fiscalizadora

La designación de los Síndicos de la Sociedad que se detalla a continuación fue hecha por la Asamblea General Ordinaria de la Emisora del 28 de diciembre de 2020 y se mantienen en ejercicio de sus funciones en virtud del art. 287 de la Ley General de Sociedades.

Nombre y Apellido	C.U.I.T.	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento del cargo	Domicilio especial	Carácter (*)
Rodolfo Eduardo Moresi	20-16137787-3	Síndico Titular	28/12/2020	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 “A”, CABA	Independiente
Fabiana Lucia García	27-18272432-2	Síndico Titular	28/12/2020	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 “A”, CABA	Independiente
Raúl Alberto Muñoz	23-13131625-9	Síndico Titular	30/03/2020(**)	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 “A”, CABA	Independiente
Pablo Gastón Muñoz	20-33534020-6	Síndico Suplente	28/12/2020	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 “A”, CABA	Independiente

Carlos Eduardo González	20-29043000-4	Síndico Suplente	28/12/2020	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente
Analía Silvia Padín	27-34400156-6	Síndico Suplente	28/12/2020	31/12/2020	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente

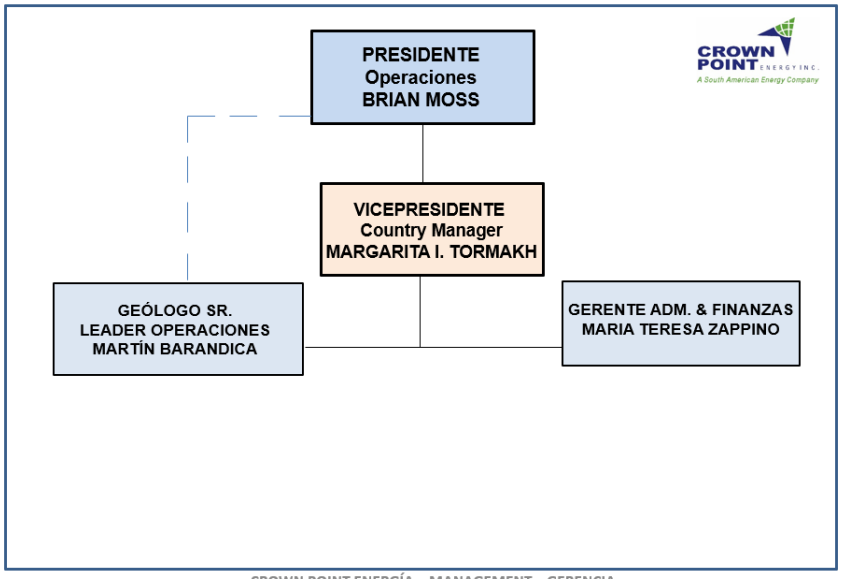
(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.
(**) Conforme Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Nro. 42 de fecha 28/12/2020 se creó la Comisión Fiscalizadora y se lo designó como miembro de ella.

Nómina de Gerentes de Primera Línea

Los gerentes de primera línea de la Sociedad son los siguientes:

Nombre y Apellido	Cargo
Brian J. Moss	Presidente
Margarita I. Tormakh	Country Manager
Maria Teresa Zappino	Gerente Administración y Finanzas

En el siguiente gráfico se puede visualizar la estructura completa de Gerentes, entre los que se encuentran los Gerentes de Primera Línea mencionados precedentemente:



CROWN POINT ENERGÍA – MANAGEMENT y GERENCIA

Descripciones Biográficas

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los miembros del Directorio, Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea de la Emisora:

Brian J. Moss, nacido el 15 de mayo de 1949, es miembro titular del Directorio de la Sociedad, y actualmente es el Presidente de este. El Sr. Moss es canadiense graduado de Geólogo. Ha tenido posiciones de relevancia jerárquica en Rio Alto y Antrim Energy antes de ingresar a CPE. Brian cuenta con más de 30 años de experiencia en la industria

hidrocarburífera argentina, se desempeñó en compañías privadas y públicas. El Dr. Moss tiene un Doctorado en Geología del petróleo de la Royal School of Mines de la Universidad de Londres, Reino Unido y es miembro de la Asociación Profesional Ingeniería, Geología y Geofísica de Alberta. Forma parte de la Sociedad desde 2012 en roles gerenciales operativos y como presidente desde 2014.

Margarita I. Tormakh, nacida el 23 de agosto de 1964, es miembro titular del Directorio de la Sociedad, y actualmente es la Vicepresidente de la Sociedad. La Sra. Tormakh es economista. Antes de ingresar a CPE, fue coordinadora de servicios financieros en Grupo ST S.A. y Directora de Capital Markets en Banco Servicios y Transacciones, ambas compañías privadas del sector financiero, de seguros y de la industria inmobiliaria, afiliadas a Liminar Energía S.A. La Sra. Tormakh también se desempeñó como Directora Ejecutiva en Macro Valores S.A. La Sra. Tormakh es directora desde 2014 y vicepresidente desde el 2015.

Roberto Domínguez, nacido el 19 de julio de 1948, es miembro titular del Directorio de la Sociedad. El Sr. Domínguez es Contador Público, graduado de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Se incorporó a la actividad bancaria en 1972, ocupando el cargo de Auditor Externo de entidades financieras, como asesor económico financiero de la Federación de Bancos Cooperativos y Banco Mundial. El Sr. Domínguez también se desempeñó como Vicepresidente y Director Ejecutivo Duff & Phelps de Argentina – Calificadora de riesgo como Presidente de Associated Auditors S.A. Adicionalmente, se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: Banco de Servicios y Transacciones S.A., Grupo ST S.A., ST Inversiones S.A., Crédito Directo S.A., Tecevall S.A., CMS de Argentina S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros S.A., Herbyes S.A., Liminar Energía S.A., Liminar S.A., Gestión de Préstamos y Cobranzas S.A., Best Leasing S.A., Genes II Seguros de Retiro S.A. Fidus S.G.R. Forma parte de la Sociedad como director titular desde el 2018.

Juan Manuel Lladó, nacido el 30 de julio de 1979, es miembro titular del Directorio de la Sociedad. El Sr. Lladó es abogado graduado de la Universidad de Buenos Aires y posee un Máster en Finanzas de la Universidad del CEMA. Adicionalmente se desempeña como Gerente de Asuntos Legales en Orígenes Seguros de Retiro S.A. y en Orígenes Seguros S.A. Ha sido Gerente de Asuntos Legales y Gerente de Banca Fiduciaria y Negocios Asociados de Banco de Servicios y Transacciones S.A., Gerente de Legales en Credilogros Cía. Financiera S.A., y previamente abogado en Klein & Franco Abogados. Asimismo, se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: América Latina Eventos y Producciones S.A., Grupo ST S.A., Liminar Energía S.A., Banco de Servicios y Transacciones S.A., Crédito Directo S.A., Liminar Energía S.A., Gestión de Préstamos y Cobranzas S.A., y Best Leasing S.A. Forma parte de la Sociedad como director titular desde el 2015.

Julián Andrés Racauchi, nacido el 20 de octubre de 1970, es miembro suplente del Directorio de la Sociedad. El Sr. Racauchi es Abogado egresado de la Universidad de Belgrano en el año 1994 e integrante el Estudio Racauchi y Asociados. Adicionalmente se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: Banco de Servicios y Transacciones S.A., Grupo ST S.A., CMS de Argentina S.A., Liminar Energía S.A., Abus Securities S.A., Abus Las Américas I S.A.., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros S.A., Emprendimientos del Puerto S.A., Oberli S.A., Torres del Puerto S.A., Proyectos Edilicios S.A., Invhotel S.A., Fortecar S.A., Automotores Pampeanos S.A., Open Cars S.A., Orient Car S.A., Granville S.A., Grupo Chateau S.A. y Genes II Seguros de Retiro. Forma parte de la Sociedad como director suplente desde el 2018.

Raúl Alberto Muñoz: Síndico Titular. Argentino. Es contador egresado de la Universidad de Belgrano. Adicionalmente se desempeña como Socio de Muñoz, Moresi y Durand Asociados estudio contable, con especialización en asesoramiento fiscal y auditorías de estados contables y especiales de Joint Ventures. Ha sido Gerente de Impuesto de Finsterbush, Sibille & Asoc. Profesor Adjunto de la materia Teoría y Técnica Impositiva I de la Universidad de Buenos Aires, (Desde 1998), ha sido Profesor Asociado de Finanzas e Impuestos I de la Universidad del Centro de la Provincia de Buenos Aires (hasta octubre de 2012) S.A. Asimismo ejerce el cargo de Director Titular en Juan Carlos Herrera e Hijos SA, y el cargo de síndico en Cirilo Ayling S.A., Madalena Energy Argentina S.R.L. y Rodados Aurora S.A. Forma parte de la Sociedad como Síndico titular desde 2012.

Fabiana Lucía García. Síndico Titular. Argentina. Es Contadora Pública Nacional egresada de la Universidad de Buenos Aires. Comenzó como empleada en el Estudio Muñoz y Durand Asociados en septiembre de 1991, siendo asociada en la actualidad. Forma parte de la Sociedad como Síndico suplente desde 2012.

Rodolfo Eduardo Moresi. Síndico Titular. Argentino. Es Contador Público egresado de la Universidad de Católica Argentina en 1989. Se desempeña como Socio de Muñoz, Moresi y Durand Asociados estudio contable, con especialización en asesoramiento fiscal y auditorías de estados contables y especiales de Joint Ventures. Ha sido Gerente administrativo de Norinsa S.A. (Empresa agropecuaria). Jefe de contaduría de Rangua S.A. (Empresa constructora), Senior de Auditoría del estudio Pipkin, Venialbo & Asociados. Síndico de Quintana E&P Argentina SRL.

Analía Silvia Padín. Síndico Suplente. Argentina. Es Contadora Pública egresada de la Universidad de Buenos Aires en 2019. Se desempeñó en la administración de IBM Argentina SA y La Llama Perfecta SA y como Senior de Auditoría del Estudio Muñoz, Moresi y Durand Asociados. Actualmente se desempeña en forma independiente. Ha participado en Congresos Profesionales y en cursos de su materia.

Carlos Eduardo González. Síndico Suplente Argentino. Argentino. Es Contador Público egresado de la Universidad del Museo Social en 2019. Se desempeña desde el año 2010 en el Estudio Muñoz, Moresi y Durand Asociados como Senior de Auditoría. Ha participado en Congresos Profesionales y en cursos de su materia.

Pablo Gastón Muñoz. Argentino. Síndico Suplente. Es Abogado egresado de la Universidad Argentina de la Empresa en 2015. Se desempeñó como abogado en el Estudio Martiarena & Asoc. Actualmente es Asociado en el Estudio Beati desde el año 2017. Es Director de Juan Carlos Herrera e Hijos S.A. Ha realizado distintos cursos en el Colegio de Abogados de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Remuneración

La Ley General de Sociedades establece que la remuneración a pagar a todos los directores (incluyendo aquellos directores que también sean miembros de la gerencia) en un ejercicio económico no podrá superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio económico, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la limitación anual a la remuneración de los directores al 25% de la ganancia neta si toda la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio se distribuye como dividendos. Dicho porcentaje se reduce proporcionalmente en función de la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también prevé que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores por encima de los límites establecidos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no cuente con ganancias netas o que la ganancia neta sea baja, si los directores pertinentes desempeñaron, durante dicho ejercicio económico tareas especiales o funciones técnico administrativas y dicho asunto se incluye en el orden del día de la respectiva asamblea.

Por Asamblea Ordinaria del 30 de marzo de 2020, se aprobó la decisión de los miembros del directorio de renunciar a los honorarios que pudiesen corresponderles en virtud de la gestión prestada por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019.

Información sobre participaciones accionarias

No existen entre los accionistas y la Emisora opciones relativas a acciones de la sociedad, como así tampoco existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de la Emisora.

A continuación, se describen las participaciones indirectas de los directores en la Compañía.

Roberto Domínguez accionista en forma indirecta de la Compañía, debido a que es accionista con una participación del 30% en Liminar Energía S.A., y esta última, a su vez, posee una participación del 59,5% en Crown Point Energy Inc. que controla con una participación del 97,56% a la Sociedad.

Gobierno Corporativo

La Sociedad mantiene un Código de Ética y Conducta, aprobado por la reunión de Directorio celebrada el 28 de diciembre de 2020 que reúne los estándares de conducta profesional de la Emisora y se responsabiliza de que sus objetivos y estándares sean ampliamente difundidos dentro de la organización. Este documento es firmado por los Directores, la Alta Gerencia y el resto del personal.

Este código contiene estándares profesionales y valores societarios, pautas de conductas y reglas que regirán la conducta de los empleados de la Sociedad. Este código es aplicable a la resolución de otros conflictos, fuera del ámbito del Directorio, que puedan llegar a surgir.

Empleados

La Compañía contaba con 8 empleados al 31 de diciembre de 2017, 10 al 31 de diciembre de 2018 y 13 al 31 de diciembre de 2019. La nómina de todos los ejercicios se divide en partes equitativas en departamentos de: Administración, Finanzas, Operaciones y Gerencia.

La dotación de personal a la fecha de este Prospecto asciende a 13 empleados, en su mayoría profesionales con títulos de grado y postgrado que cuentan con una trayectoria en la industria del petróleo y gas. Se informa que la Compañía está cumpliendo regularmente con los pagos de los sueldos de sus empleados y que los mismos no han sufrido modificaciones ni suspensiones u otras medidas respecto al vínculo laboral.

El elevado nivel de profesionalismo sumado a la estructuración de procedimientos de operaciones activas permite a las áreas cooperar y desempeñarse con alta eficiencia y calidad.

Con esta estructura definida se complementan los equipos de trabajo de las Áreas Administración & Finanzas y Operaciones previendo para el ejercicio 2020 sólo incorporaciones marginales de recursos, en la medida que el volumen de operaciones lo requiera.

La estructura con la que cuenta la Emisora, sumada a la alta calificación de los recursos incorporados, constituyen el elemento clave para llevar adelante sus planes de negocios.

A fin de ser más eficiente y abocarse al negocio, la Emisora ha tercerizado y descentralizado en consultoras especializadas y de reconocida trayectoria los servicios de asesoramiento y consultoría de Reservas, Ambiente y Seguridad e Higiene.

En definitiva, las políticas de recursos humanos y la estructura organizacional consolidada tienen como objetivos centrales asegurar:

- El logro de los objetivos planteados en el plan estratégico;
- Optimizar la relación Costo-Ingreso;
- Tener altísima eficacia operativa y financiera;
- Control de las operaciones y los procesos;
- Potenciar el valor del capital humano, promoviendo el desarrollo a partir de iniciativa y liderazgo;
- Crear una cultura de colaboración y trabajo en equipo con orientación a la eficiencia operativa; y
- Generar el mayor valor agregado para la empresa y sus accionistas.

Asesores legales

La asesoría legal del Emisor en relación con la creación del Programa está a cargo del Estudio Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán, con domicilio en Avenida del Libertador 602, piso 3, (C1001ABT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

Información de los Auditores

Price Waterhouse & Co. S.R.L ("PwC"), inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CPCECABA") bajo el T° 1 F° 17, es la firma de auditoría de la Emisora. Asimismo, en lo que respecta a la Emisora, se manifiesta que el Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, CUIT 20-21478674-6, inscripto en el CPCECABA en fecha 02/10/2012 al Tº 371 Fº 009. con domicilio en Bouchard 557- Piso 8º Ciudad Autónoma de Buenos Aires, perteneciente a PwC , ha auditado, respectivamente: (i) los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 1 de enero de 2018, y los Estados Financieros Especiales Intermedios al 30 de septiembre de 2020; todos éstos preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF). El informe de auditoría de PwC sobre los Estados Financieros Especiales Intermedios al 30 de septiembre de 2020, emitido con fecha 28 de diciembre de 2020, incluyó una salvedad por la no presentación de información comparativa, tal como lo requiere la NIC 1; (ii); los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018; y (iii) los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, ambos preparados por la Emisora de acuerdo con Normas Contables Profesionales Argentinas ("NCPA"). Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 preparados por la Emisora de acuerdo NCPA fueron auditados por KPMG.

Mediante Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria N° 42 de fecha 28 de diciembre de 2020 se resolvió designar al Sr. El Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, CUIT 20-21478674-6, inscripto en el CPCECABA en fecha 02/10/2012 al Tº 371 Fº 009 se desempeñará como auditor titular, y el Sr. Ezequiel Luis Mirazón, CUIT 20-21475522-0 inscripto en el CPCECABA Tº 238 Fº 126, como Auditor suplente, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. El domicilio de PwC es Bouchard 557 – Piso 8º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los socios integrantes de la firma auditora se encuentran matriculados en el CPCECABA. Tanto Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo como Ezequiel Luis Mirazón, se encuentran registrados ante la CNV bajo los números de orden 691 y 534, respectivamente.

PwC en una de las firmas miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de PricewaterhouseCoopers International Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web http://www.pwc.com/structure.

V – TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA

A continuación, se describen los términos y condiciones generales del Programa, de conformidad con el cual podrán ser emitidas las Obligaciones Negociables*. En los documentos correspondientes a cada clase y/o serie de* Obligaciones Negociables *se detallarán los términos y condiciones específicos de las* Obligaciones Negociables *de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán y/o modificarán dichos términos y condiciones generales con respecto a las* Obligaciones Negociables *de la clase y/o serie en cuestión. Las referencias a "documentos correspondientes", deben entenderse como referencias al suplemento de prospecto de la clase y/o serie de* Obligaciones Negociables *en cuestión.*

Forma

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), con garantía común, especial, y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no y/o con recurso limitado y exclusivo a determinados activos de la Emisora.
Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo con 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 documentos correspondientes.

Descripción

Las Obligaciones Negociables podrán estar subordinadas o no, contar con garantía común sobre el patrimonio de la Sociedad y/o especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros, todo ello conforme se determine en los documentos correspondientes. Asimismo, podrán ser avaladas por terceras personas.
Se podrán emitir Clases de Obligaciones Negociables con el destino específico de financiar determinados proyectos, desarrollos o construcciones de la Sociedad.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de setenta y cinco millones de dólares estadounidenses (US$ 75.000.000) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. A fin de determinar el monto total de 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 dólar estadounidense, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el dólar estadounidense.

Duración del Programa

Las Obligaciones Negociables serán emitidas dentro de los cinco (5) años contados a partir de la autorización del Programa por parte del Directorio de la CNV o cualquier otro plazo mayor que se autorice conforme a las normas aplicables. El vencimiento de las Obligaciones Negociables podrá operar con posterioridad al vencimiento del Programa.

Monedas o Unidades de Valor

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas según se especifique en los documentos correspondientes, en: (i) Pesos; (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) Unidades de Vivienda ("UVI"), actualizable por el índice del costo de la construcción en el Gran Buenos Aires ("ICC"); (iv) Unidades de Valor Adquisitivo ("UVA") actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia – Ley N° 25.827 ("CER"); o (v) siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentadas. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su

capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Vencimientos

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los documentos correspondientes. En la medida en que así lo requieran las normas legales vigentes, las Obligaciones Negociables denominadas en unidades de valor UVA actualizables por el CER o en UVI actualizables por el ICC deberán emitirse con un plazo de amortización no inferior a dos años contados desde la fecha de emisión.

Precio de Emisión

La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables a su monto nominal, con descuento, con prima sobre el valor par o según se determine en los documentos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los documentos correspondientes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, no devengar intereses, devengar intereses de acuerdo con cualquier otro mecanismo o retribuir el capital de cualquier otro modo, según se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, si se previesen intereses, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado). Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los documentos correspondientes. Los intereses se calcularán en función de los días transcurridos desde el desembolso del capital o el último pago de intereses (incluyendo ese día), según corresponda, y hasta la fecha de su efectivo pago (excluyendo ese día), tomando como base un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

Denominación

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente en los documentos correspondientes, sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.

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 documentos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, el correspondiente agente de registro anotará, en su caso, en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión y/o con cualquier orden dictada por un tribunal y/u otra autoridad competente.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al depósito, registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

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 Ánonime, Depositary Trust Company, y/u otro sistema de compensación similar.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos 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.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los documentos 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, pagarán 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.

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por la Emisora por escrito, de proporcionar información, documentos u otras pruebas, en la forma y en las condiciones requeridas por las normas aplicables relativas a la nacionalidad, residencia, identidad, o en relación con una conexión con la Argentina de dicho tenedor o de dicha persona u otra información significativa si tales requisitos fueran exigidos o impuestos por las normas aplicables como una condición previa para una exención total o parcial de dicho impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental; (iv) cuando sea en relación con cualquier impuesto que grave la masa hereditaria, activo, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto sobre los bienes personales o impuesto, contribución o carga gubernamental similar; (v) respecto de cualquier impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental que no fuera pagadera por vía de deducción o retención de los pagos de las Obligaciones Negociables; (vi) respecto de impuestos que no habrían sido fijados si el tenedor hubiera presentado dicha Obligación Negociable para el cobro (cuando se requiera tal presentación) a otro agente de pago; (vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Sociedad por haber actuado la misma como

"obligado sustituto" del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii).

Tampoco se pagarán montos adicionales respecto de cualquier pago sobre cualquier Obligación Negociable a cualquier tenedor que fuera un fiduciario, sociedad de personas o cualquier persona que no sea el único titular beneficiario de dicho pago, si un beneficiario o fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los montos adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora 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 representados 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.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los documentos 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 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, no subordinadas, presentes y futuras, oportunamente vigentes de la Emisora.

Compromisos

La Compañía podrá asumir compromisos con relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en los documentos correspondientes.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA"), de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho, y en virtud de la delegación de facultades otorgadas por BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante, lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. 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 competente.

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 documentos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, 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 General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, en caso de deterioro, extravío y/o sustracción de cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables, el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4°, artículos 1.852 y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación. Entre las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación se encuentran la obligación de cada emisor de suspender los efectos de los títulos respecto a terceros bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta y de efectuar las publicaciones en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República Argentina, por un día.

En el caso de que los títulos valores coticen públicamente, además de las publicaciones mencionadas en el párrafo anterior, el emisor o entidad que recibe la denuncia, está obligado a comunicarla en la entidad en la que coticen más cerca de su domicilio y, en caso, al emisor en el mismo día de su recepción, y tratándose de títulos valores nominativos no endosables, dándose las condiciones previstas para los certificados provisorios, extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto, y 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 documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses 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.
A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registrados las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los documentos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea pesos y, salvo que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos

serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los documentos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior.

Se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Sociedad

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Sociedad y/o dicha parte relacionada de la Sociedad, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridos por la Sociedad (y/o por cualquier parte relacionada de la Sociedad), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Sociedad), no serán considerados en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Sociedad ni a dicha parte relacionada de la Sociedad derecho a voto en tales asambleas y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los documentos correspondientes.

Rescate

A menos que se indique lo contrario en los documentos 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 los mismos (incluyendo el rescate por razones impositivas), de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales documentos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

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, previa autorización de la CNV, oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los documentos correspondientes. 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 Emisora deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/o otros agentes.

Agentes Colocadores

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables. Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que designe la Emisora. En los documentos correspondientes se detallará la denominación de los agentes colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso), así como también se detallará la intervención de cualquier tomador en firme o garante, las modalidades bajo las que actuarán y su costo.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

(i) agregar compromisos que la Emisora considere en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
(ii) agregar eventos de incumplimiento en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
(iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, agente de pago y/u otro agente;
(iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables; y/o
(v) introducir cualquier cambio que, en opinión de buena fe del Directorio de la Emisora, no afecte de modo sustancial y adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Listado y negociación

La Emisora solicitará autorización para el listado y/o la negociación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en uno o más mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los documentos correspondientes. En la medida que así lo exija la normativa aplicable, las Obligaciones Negociables de una clase deberán contar con autorización de listado y/o negociación en al menos un mercado autorizado.

Asambleas de tenedores

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por el Directorio o, en su defecto, la Comisión Fiscalizadora de la Emisora cuando lo juzgue necesario y/o le fuera requerido por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y para tratar y decidir sobre cualquier asunto que competa a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine la Emisora o en su caso el fiduciario o el agente fiscal designado en relación con las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Si una asamblea se convoca a solicitud de los tenedores referidos más arriba, el orden del día de la asamblea será el determinado en la solicitud y dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en que la Emisora reciba tal solicitud. Toda asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie será convocada en primera convocatoria con una antelación no inferior a diez días ni superior a 30 respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante cinco Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la

Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina, o en segunda convocatoria con una antelación no inferior a ocho días respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante tres Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina. Las asambleas podrán convocarse en primera y segunda convocatoria mediante el mismo aviso de convocatoria. El aviso de convocatoria deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea, el correspondiente orden del día y los requisitos de asistencia, y quedando cualquier costo asociado a cargo de la Sociedad.

Todo tenedor de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie correspondiente puede asistir a las asambleas en persona o a través de un apoderado. Los directores, funcionarios, gerentes, miembros de la comisión fiscalizadora y/o empleados de la Emisora no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a la Emisora con no menos de tres Días Hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión. Los tenedores no podrán disponer de las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

Las asambleas de tenedores pueden ser ordinarias o extraordinarias. Corresponde a la asamblea ordinaria la consideración de cualquier autorización, instrucción, o notificación y, en general, todos los asuntos que no sean competencia de la asamblea extraordinaria. Corresponde a la asamblea extraordinaria (i) toda modificación a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables y (ii) las dispensas a cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, pero no limitado a, las dispensas a un incumplimiento pasado o evento de incumplimiento bajo los mismas).

El quórum para la primera convocatoria estará constituido por el/los tenedor/es que represente/n no menos del 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda, y si no se llegasen a completar dichos quórums, se constituirá quórum para la asamblea convocada en segunda convocatoria a través de tenedor/es que represente/n no menos del 30% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o cualquier valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables (para la asamblea ordinaria) de la clase y/o serie que corresponda. Tanto en las asambleas ordinarias como en las extraordinarias, ya sea en primera o en segunda convocatoria, las decisiones se tomarán por el voto afirmativo de tenedores que representen la mayoría absoluta del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda según sea el caso presentes o representados en las asambleas en cuestión.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera, no darán al tenedor derecho a voto ni serán computadas para la determinación del quórum ni de las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por la asamblea serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, independientemente de si estaban presentes en la asamblea o no y de que hayan votado o no.

Las asambleas se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás normas y requisitos vigentes establecidos por los mercados en los que liste la clase y/o serie de Obligaciones Negociables de que se trate en todo lo que no hubiera sido expresamente previsto en el presente.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título, de conformidad con el artículo 14, último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los documentos correspondientes podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de tenedores de Obligaciones Negociables sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los tenedores la debida información previa y el derecho a manifestarse.

Eventos de Incumplimiento

Los documentos correspondientes podrán prever qué acontecimientos, además de la falta de pago, constituirán un supuesto de incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento respecto a una clase no generará el incumplimiento de otra clase.

Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en los documentos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes series dentro de una misma clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha 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 los mismas. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Compañía tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación para emitir nuevas clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.

Calificación de Riesgo

El Programa no contará con calificación de riesgo. Si se asignara una calificación de riesgo para una clase y/o serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa, se informarán las calificaciones de riesgo respectivas en los documentos correspondientes.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en los sistemas de información dispuestos por los mercados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables (o el medio informativo que lo reemplace) 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 de la CNV y las demás normas vigentes, y, asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de los mercados autorizados del país y/o mercados del exterior donde listen 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 los documentos correspondientes.

Plan de Distribución

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa serán ofrecidas al público en la Argentina de acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales Nº 26.831 y las Normas de la CNV, para su colocación por oferta pública a través de uno o más Agentes Colocadores, designados mediante un contrato de colocación, conforme se establezca en los documentos correspondientes. Asimismo, las Obligaciones Negociables se adjudicarán por el método que se establezca en los documentos correspondientes, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (book building), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia; y cumpla con todo lo previsto en las Normas de la CNV. En cada documento correspondiente se describirá y detallará la forma en que se colocarán, suscribirán y adjudicarán las Obligaciones Negociables.

Destino de Fondos

En los suplementos de prospecto correspondientes se especificará el destino que la Sociedad dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los 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 Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Sociedad, (vi) a la adquisición de participaciones sociales y/o (vii) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados.

Pendiente la aplicación de fondos, los mismos podrán ser invertidos transitoriamente en inversiones de corto plazo de alta calidad y liquidez, incluyendo, pero no limitado, a depósitos a plazo fijo e instrumentos *money market*.

Gastos

Los gastos de emisión de cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables se informarán en los documentos correspondientes. Los gastos de creación del Programa ascienden aproximadamente a $5.000.000,00, entre los que se encuentran, entre otros: el arancel a abonar a CNV de conformidad con la Resolución 153/2017 del actual Ministerio de Economía (conforme fuera modificada por la Resolución 763/2018) y los honorarios de asesores legales, impositivos y auditores.

VI – ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura de la Emisora y su grupo económico

A continuación, se provee una descripción de la estructura societaria con las tenencias correspondientes a la fecha del presente Prospecto:

Crown Point Energía S.A.	
Accionistas	**Porcentaje de participación accionaria**
Crown Point Energy Inc.	97,56
CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina	2,44
Total: 100,00	

Crown Point Energy Inc.	
Accionistas	**Porcentaje de participación accionaria**
Liminar Energía S.A.	59,50
Otros accionistas (acciones que cotizan en la Bolsa de Toronto)	40,50
Total: 100,00	

Liminar Energía S.A.	
Accionistas	**Porcentaje de participación accionaria**
Pablo B. Peralta	30,00
Roberto Domínguez	30,00
Nelpinar S.A.	30,00
Josefina Holding S.A.	10,00
Total: 100,00	

Nelpinar S.A.	
Accionistas	**Porcentaje de participación accionaria**
Sergio Mario Grosskopf	100
Total: 100,00	

Josefina Holding S.A.	
Accionistas	**Porcentaje de participación accionaria**
Andres Pedro Peralta	94,00
Francisco Tomas Peralta	2,00
Agustina Paula Peralta	2,00
Nicolas Andres Peralta Mirassou	2,00
Total: 100,00	

Participación en otras Sociedades

La Sociedad no posee participaciones en otras sociedades.

Accionistas o socios principales

A continuación, se exhibe un cuadro con las participaciones accionarias de la Emisora:

Accionistas	Cantidad de Acciones	%
Crown Point Energy Inc.	350.796.132	97,56
CanAmericas (Argentina) Energy Ltd., Sucursal Argentina	8.783.512	2,44
TOTAL	359.579.644	100

El último cambio de la composición de su estructura accionaria se dio con fecha 30 de marzo de 2020. Mediante Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad resolvió la fusión por absorción de ST Patrick Oil & Gas S.A., por parte de la primera, quedando, por lo tanto, la Sociedad como sociedad absorbente y St. Patrick Oil & Gas S.A. como sociedad absorbida, la que se disuelve sin liquidarse. Se encuentra en trámite de inscripción ante la IGJ.

El controlante y accionista principal de la Sociedad es Crown Point Energy Inc., quien a la fecha de este Prospecto posee el control de 97,56%. No existen diferentes derechos de voto.

CanAmericas (Argentina) Energy Ltd., Sucursal Argentina posee domicilio en Colon 567, piso 1, of. 1 Ciudad de Mendoza. Se encuentra inscripta en el Registro de Personas Jurídicas de la Provincia de Mendoza, desde la fecha 21/08/2008, bajo Resol. 1649. CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. pertenece por el 100% a Crown Point Energy Inc.

Crown Point Energy Inc., posee domicilio en Suite 2400, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, Canadá. Se encuentra inscripta en el Registro Público de Comercio, a cargo de IGJ, desde la fecha 4/6/2007, bajo el N° 688, Libro 58 del Tomo - de estatutos extranjeros. El domicilio en C.A.B.A. (inscripto en IGJ) es en Godoy Cruz 2769, piso 4, CABA. Crown Point Energy Inc. cuenta con los recursos técnicos, de capital humano y capacidad de gestión para posicionarse como líder y referente en los mercados dedicada a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas

Crown Point Energy Inc. es controlada por Liminar Energía S.A., quién posee el 59,5% de su capital accionario. Liminar Energía S.A. posee domicilio en Av. Julio A. Roca 610, piso 9°, C.A.B.A y tiene por objeto, en la República Argentina o en el extranjero, realizar, por cuenta propia o de terceros o asociada a éstos, inversiones de dinero y/o de cualquier clase y/o aportes de capital en emprendimientos y/o sociedades de cualquier naturaleza y/o uniones transitorias de empresas y/o agrupaciones de colaboración y/o fideicomisos y/o Joint Ventures y/o consorcios; participar en la constitución de sociedades y/o adquirir participaciones en sociedades ya existentes; comprar, vender y negociar acciones, títulos, debentures y toda clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse; financiar y otorgar préstamos y/o créditos con las garantías previstas en la ley o sin ellas; y otorgar avales, fianzas y/u otras garantías, reales o no, a fin de asegurar obligaciones contraídas por la Sociedad o por terceros. Se encuentran expresamente excluidas aquellas actividades que requieran concurso público o le estuvieran vedadas por la Ley de Entidades Financieras. A tal fin, la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones, celebrar contratos y ejercer los actos que, directa o indirectamente, se relacionen con el objeto social y no se encuentren prohibidos por las leyes o este estatuto.

Nelpinar S.A., sociedad constituida conforme las leyes de la República Oriental del Uruguay, inscripta ante la IGJ bajo el artículo 123 de la Ley General de Sociedades, posee domicilio en Lavalle 1270, piso 7° Of. 701, C.A.B.A. Nelpinar S.A. tiene por objeto realizar todos los actos inherentes al carácter de accionista y/o socio de sociedades constituidas y/o a constituirse en Argentina.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Ley General de Sociedades permite a los directores de una compañía realizar operaciones con dicha compañía si la operación se ajusta a las prácticas de mercado prevalecientes.

La Compañía no es parte actualmente de operaciones con, y no ha realizado préstamos significativos a, ninguno de sus directores, miembros de la gerencia clave u otras personas relacionadas, ni ha prestado garantías en beneficio de dichas personas, ni existen operaciones contempladas de esta clase con ninguna de dichas personas.

Para obtener más información sobre los saldos y operaciones con sociedades relacionadas, consulte la Nota 31 de los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de Diciembre de 2019.

- SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los principales saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2019 e importes de operaciones efectuadas por el año 2019 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos al 31 de diciembre de 2019			operaciones 2019	
	Otros créditos	Deudas comerciales y otras pasivos	Deudas financieras	Resultados financieros netos	Compras y servicios
Sociedad controlante					
Crown Point Energy Inc.	5.412.814 (1)	7.283.111 (2)	-	(23.039.007) (3)	(194.805.000) (4)
Total	5.412.814	7.283.111	-	(23.039.007)	(194.805.000)
Sociedades relacionadas					
Liminar Energía S.A.	-	-	-	1.763.424 (5)	11.345.664 (6)
ST Inversiones S.A.	-	-	-	90.227 (5)	-
Total	-	-	-	1.853.651	11.345.664

Año 2019

(1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de $ 5.013.675 por honorarios y $ 399.139 saldo pendiente de integración que CPESA poseía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2019.

(2) Corresponde al saldo en $ por cuentas a pagar por USD 121.608 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2019.

(3) Corresponde al monto de intereses pagados durante el 2019 por el equivalente en AR$ 23.039.007 relacionado al préstamo que CPESA mantenía con su controlante al 31 de diciembre de 2018 por USD 14.341.360 con un tasa de interés del 3,95% anual. El préstamo fue cancelado durante el año 2019.

(4) Corresponde a honorarios de gerenciamiento en concepto de asistencia administrativa pagados a CPE Inc.

(5) Corresponde importes devengados durante el año 2019 en concepto de comisón sobre garantías otorgadas por Liminar Energía SA y ST Inversiones SA sobre préstamos de CPESA

(6) Corresponde a honorarios de Liminar Energía S.A. por asesoramiento durante el ejercicio 2019.

Los principales saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2018 e importes de operaciones efectuadas por el año 2018 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos al 31 de diciembre de 2018			operaciones 2018	
	Otros créditos	Deudas comerciales y otras pasivos	Deudas financieras	Resultados financieros netos	Dividendos
Sociedad controlante					
Crown Point Energy Inc.	5.412.814 (1)	4.595.031 (2)	552.085.666 (3)	11.231.493 (4)	(3.979.257) (5)
Total	5.412.814	4.595.031	552.085.666	11.231.493	(3.979.257)
Sociedades relacionadas					
Liminar Energía S.A.	-	1.809.600 (6)	-	(4.605.139) (7)	-
ST Inversiones S.A.	-	-	-	(130.000) (7)	-
CMS de Argentina S.A.	-	-	-	(1.137.500) (7)	-
Total	-	1.809.600	-	(5.872.639)	-

Año 2018

(1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de $ 5.013.675 por honorarios y $ 399.139 saldo pendiente de integración que CPESA poseía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2018.

(2) Corresponde al saldo en $ por cuentas a pagar por USD 121.608 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2018.

(3) Corresponde al saldo en AR$ 552.085.666 al 31 de diciembre de 2018 por un préstamo de USD 14.644.182 con un tasa de interés del 4% anual otorgado a CPESA por su controlante Crown Point Energy Inc. El préstamo fue cancelado durante el año 2019.

(4) Corresponde a intereses devengados durante el año 2018 por el préstamo otorgado por CPE Inc. a CPESA .

(5) Corresponde a dividendos distribuidos a CPE Inc. durante el año 2018 .

(6) Corresponde al saldo en $ de la provisión por USD 48.000 por comisiones a pagar por garantías otorgadas por Liminar Energía SA durante el año 2018 sobre préstamos bancarios de CPESA.

(7) Corresponde importes devengasos durante el año 2018 en concepto de comisón sobre garantías otorgadas por Liminar Energía SA sobre préstamos de CPESA y por intereses por préstamos de ST Inversiones SA y CMS de Argentina respectivamente.

Los principales saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2017 e importes de operaciones efectuadas por el año 2017 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos al 31 de diciembre de 2017					operaciones 2017			
	Otros créditos		Cuentas por pagar		Deudas financieras	Préstamos		Compras y servicios	
Sociedad controlante									
Crown Point Energy Inc.	52.861.366	(1)	2.267.870	(2)	-	(51.560.272)	(3)	(4.198.817)	(4)
Total	52.861.366		2.267.870		-	(51.560.272)		(4.198.817)	
Sociedades relacionadas									
Liminar Energía S.A.	-		4.725.649	(5)	-	-		4.725.649	(6)
Total	-		4.725.649		-	-		4.725.649	

Año 2017

(1) Corresponde al saldo en $ 47.765.567 de préstamos por USD 2.575.102 otorgados por CPESA a su controlante CPE Inc. con una tasa del 7%, y cuentas por cobrar por anticipos pagados por CPESA por cuenta de CPE Inc.y retención de impuestos por un total de $ 5.095.799 al 31 de diciembre de 2017.

(2) Corresponde al saldo en $ 2.267.870 por cuentas a pagar por USD 121.608 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2017.

(3) Corresponde a la variación neta entre préstamos otorgados y tomados entre CPESA y su sociedad controlante CPE Inc. entre el 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2017.

(4) Corresponde a la variación neta entre las cuentas por pagar a y los anticipos pagados por CPESA por cuenta de su controlante CPE Inc. entre el 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2017.

(5) Corresponde a honorarios a pagar de Liminar Energía SA para el año 2017.

(6) Corresponde a la variación de saldos por honorarios de Liminar Energía S.A. entre el 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2017

Al 30 de septiembre 2020

Los principales saldos de créditos y deudas, e importes de operaciones efectuadas hasta el 30 de septiembre con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos hasta 30 de septiembre de 2020					operaciones hasta 30 de septiembre 2020	
	Otros créditos		Deudas comerciales y otras pasivos		Deudas financieras	Compras y Servicios	
Sociedad controlante							
Crown Point Energy Inc.	5.013.675	(1)	9.248.203	(2)	-	49.221.790	(3)
Total	5.013.675		9.248.203		-	49.221.790	
Sociedades relacionadas							
Liminar Energía S.A.	-		-		-	2.447.600	(4)
	-		-		-	2.447.600	
Liminar Energía S.A.							

(1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de $ 5.013.675 por honorarios que CPESA poseía con su controlante CPE Inc. al 30 de septiembre de 2020.

(2) Corresponde al saldo en $ por cuentas a pagar por USD 121.608 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 30 de septiembre de 2020.

(3) Corresponde a honorarios de gerenciamiento devengados en concepto de asistencia administrativa al 30 de septiembre de 2020.

(4) Corresponde importes por honorarios por asesoramiento y comisón por garantía otorgadas por Liminar Energía sobre préstamos de CPESA al 30 de septiembre de 2020.

Septiembre 2020 a la fecha de presente prospecto

Los principales saldos de créditos y deudas a la fecha del presente prospecto, e importes de operaciones efectuadas hasta la fecha del presente prospecto con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Otros créditos		Deudas comerciales y otras pasivos		Deudas financieras	Compras y Servicios	
Sociedad controlante							
Crown Point Energy Inc.	5.013.675	(1)	42.088.801	(2)	-	66.320.192	(3)
Total	5.013.675		42.088.801		-	66.320.192	
Sociedades relacionadas							
Liminar Energía S.A.	-		-		-	2.838.011	(4)
	-		-		-	2.838.011	

(1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de $ 5.013.675 que CPESA mantiene con su controlante CPE Inc. a la fecha

(2) Corresponde al saldo en $ por cuentas a pagar por USD 115.164 CPESA mantiene con su controlante CPE Inc incluyendo saldo en concepto de managment fee por ARS 32.397.750 que CPESA posee con su controlante CPE Inc. a la fecha a la fecha del presente prospecto.

(3) Corresponde a honorarios de gerenciamiento devengados en concepto de asistencia administrativa hasta la fecha de este prospecto.

(4) Corresponde importes por honorarios por asesoramiento (ARS 2.447.600) y comisón por garantía otorgadas por Liminar Energía sobre préstamos de CPESA al 31 de diciembre de 2020 (ARS 390.411).

VII – ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

La Emisora no posee activos fijos de su propiedad.

La U.T.E. "Río Cullen - Las Violetas - La Angostura" ubicada en las provincia de Tierra del Fuego es la titular de los activos de la concesión. La Emisora es uno de los integrantes de la U.T.E. "Río Cullen - Las Violetas - La Angostura", con una participación del 34,7349% de los derechos de concesión y de permiso de exploración de la misma, y registra en igual medida los costos incurridos en el desarrollo de reservas de hidrocarburos y su puesta en producción, junto con los gastos de exploración y evaluación incurridos para encontrar las reservas de hidrocarburos y el costo proyectado de abandonar los activos y cualquier costo general y directo atribuible directamente.

Los costos incurridos con posterioridad a la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial, los costos de reemplazo de partes de propiedades, planta y equipo y reparaciones se reconocen en las cuentas del activo sólo si aumentan los beneficios económicos de los activos con los que se relacionan.

El valor residual contable es neto de depreciaciones y previsiones por desvalorización.

Adicionalmente la Emisora posee el 100% de participación en el área exploratoria Cerro de los Leones, ubicada en la Provincia de Mendoza.

Para un detalle sobre los activos en propiedades planta y equipo; exploración y evaluación; y llave de negocio véase:

Nota 6 - Propiedades, planta y equipo, Nota 7 - Activos de exploración y evaluación y Nota 8 -Llave de negocio de los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad 31 de diciembre de 2019 y Nota 12- Propiedades, planta y equipo y Nota 13 - Activos de exploración y evaluación de los Estados Financieros Especiales Intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Activos de Evaluación y Exploración	2019	2018
Valor al inicio	338.737.265	111.542.315
Diferencias de conversión	202.136.406	115.266.002
Altas	165.310.856	111.928.948
Bajas	(54.348.249)	-
Valor al cierre	**651.836.278**	**338.737.265**

Los costos directamente asociados con la exploración y evaluación (E&E) de reservas de petróleo crudo y gas natural son inicialmente capitalizados. Los costos de exploración y evaluación son aquellos gastos para un área donde aún no se ha demostrado la viabilidad técnica y comercial. Una vez demostrada la viabilidad técnica y comercial de los mismos son reclasificados como activos de desarrollo y explotación dentro del rubro PP&E. Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión. La Emisora evalúa durante el plazo vigente de la concesión la viabilidad comercial de estos conceptos.

Los activos de E&E consisten en los proyectos de exploración que están pendientes de determinar reservas probadas o probables. Las altas representan los costos incurridos en los activos de E&E durante el período. Los activos de E&E no se deprecian ni se amortizan. En la última parte de 2019, CPESA perforó dos pozos exploratorios, uno de los cuales fue abandonado luego de que se confirmó la ausencia de hidrocarburos. Los $54.348.249 de costos asociados con el pozo abandonado se han imputado a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales.

Ciertos activos en el área Cerro de Los Leones se encuentran previsionados por un valor de $150.852.746 en función a la incertidumbre en la viabilidad comercial de pozos exploratorios y sísmica 3D realizada en dicha zona. El valor

recuperable sobre el resto de los activos de exploración y evaluación supera el valor. (Nota 7- Activos de exploración y evaluación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019).

La Emisora posee derechos de exploración y concesiones de exploración por un valor contable neto de $847.408.609 de acuerdo a la Nota 13 de los Estados Financieros Especiales Intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Activos de Evaluación y Exploración	30/09/2020
Valor al inicio	651.836.278
Diferencias de conversión	181.472.239
Altas	22.631.603
Bajas	(8.531.511)
Valor al cierre	**847.408.609**

Ciertos activos en el área Cerro de Los Leones se encuentran previsionados por un valor de $192.021.975 en función a la incertidumbre en la viabilidad comercial de pozos exploratorios y sísmica 3D realizada en dicha zona. El valor inicial al 30 de septiembre de 2020 por $651.836.278 es neto de la previsión por desvalorización de activos por $192.021.975. El valor recuperable sobre el resto de los activos de exploración y evaluación supera el valor registrado. Al 30 de septiembre de 2020, se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales de $8.531.511 de costos asociados con el pozo abandonado.

VIII - ANTECEDENTES FINANCIEROS

Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en "Factores de riesgo", y demás temas expuestos en este Prospecto en forma general.

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de la Emisora y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en los capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

Introducción

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de la Compañía y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en otros capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

La siguiente información contable y financiera sobre la Emisora surge de: i) los estados contables correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 preparados por la Emisora de acuerdo con Normas Contables Profesionales Argentinas ("NCPA"), ii) los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, presentado en forma comparativa con el ejercicio finalizado el y el 31 de diciembre de 2018, y el 1 de enero de 2018, preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") y iii) los estados financieros especiales intermedios correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 de conformidad con el art. 6, Sección I, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Los estados contables correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, presentado en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, y el 1 de enero de 2018, y los estados financieros especiales intermedios correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, podrán ser consultados en la AIF bajo los ID 2725399, 2725624, 2725521 y 2725580, respectivamente. Los estados financieros correspondientes al período finalizado el 30 de septiembre de 2020 se encuentran transcriptos a libros.

Los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, presentado en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, y el 1 de enero de 2018, preparados por la Emisora de acuerdo con las NIIF y los estados financieros especiales intermedios correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 preparados por la Emisora de acuerdo con las NIIF, fueron auditados por PwC, domiciliado en Bouchard Nº 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo socio a cargo fue el contador Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, quien se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 371– Folio 009, con domicilio profesional en Bouchard 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El informe de auditoría de PwC sobre los estados financieros especiales intermedios al 30 de septiembre de 2020, emitido con fecha 28 de diciembre de 2020, incluyó una salvedad por la no presentación de información comparativa, tal como lo requiere la NIC 1.

Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 preparados por la Emisora de acuerdo con las NCPA, fueron auditados por KPMG.

Los estados financieros consolidados de Sociedad al 31 de diciembre de 2019 han sido preparados por primera vez de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) y tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación

Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), de conformidad con la RT Nº 26 de la FACPCE, modificada por la RT Nº 29, y aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA). En consecuencia, la Sociedad ha optado por presentar sus estados financieros bajo estas normas, siendo la fecha de transición a las NIIF para la Sociedad, conforme a lo establecido en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF", el 1 de enero de 2018. Los efectos de los cambios que origina la aplicación de tales normas se presentan en la Nota 2.2. a los estados financieros consolidados de Sociedad al 31 de diciembre de 2019.

Las cifras al 31 de diciembre de 2018 han sido modificadas para reflejar los ajustes de adopción NIIF y expresar los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019 comparativos con el ejercicio anterior bajo NIIF. Las cifras correspondientes al ejercicio al 31 de diciembre de 2017 corresponden a los estados contables emitidos bajo Normas Contables Profesionales Argentinas.

La situación expuesta anteriormente respecto de que las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 han sido preparadas usando una norma contable diferente a la utilizada en los demás ejercicios y/o períodos presentados afecta significativamente la comparabilidad de la información financiera expuesta en el presente prospecto, razón por la cual, el análisis e interpretación de la misma debe llevarse a cabo teniendo en cuenta esta situación.

Estados Financieros y Estados Contables

Estado de Resultados Integrales y Estado de Resultados:

(Valores expresados de pesos)	período de 9 meses finalizado el 30/09/20	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019	2018
Ingresos			
Ventas de petróleo y gas natural	504.540.717	1.888.329.608	1.611.346.852
Ingresos por procesamiento	7.895.138	28.686.822	-
Impuesto a las exportaciones	(87.570.505)	(128.274.645)	(70.117.454)
Regalías	(13.292.391)	(301.169.453)	(271.884.177)
Ingresos netos del impuesto a las exportaciones y regalías	**411.572.959**	**1.487.572.332**	**1.269.345.221**
Otros costos operativos y de producción	(318.518.839)	(573.152.295)	(303.534.840)
Gastos de administración	(107.508.433)	(326.034.030)	(59.528.654)
Gastos de exploración y evaluación	(8.531.511)	(54.348.249)	-
Amortizaciones y depreciaciones	(293.927.970)	(505.727.893)	(336.930.351)
Deterioro de activos financieros	-	(28.049.449)	(463.099)
Cambios en el valor razonable del pasivo contingente	-	336.984.687	(51.663.175)
Cambios en el valor razonable del crédito contingente	-	(213.338.726)	-
Desvalorización de propiedades, planta y equipos	(296.509.291)	(189.516.242)	-
Desvalorización de llave de negocio	-	(98.094.070)	-
Recupero provisión abandono de pozos	-	10.966.099	-
Diferencia de cambio	28.621.942	10.252.589	(15.283.267)
Resultado operativo	**(584.801.143)**	**(142.485.247)**	**501.941.835**
Ingresos financieros	2.690.173	13.192.734	4.821.937
Egresos financieros	(35.734.440)	(61.623.797)	(52.135.053)
Resultado venta de participación UTE RCLV	-	(68.057.294)	-
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(617.845.410)**	**(258.973.604)**	**454.628.719**
Impuesto a las ganancias	154.568.165	(150.503.969)	(151.100.904)
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	**(463.277.245)**	**(409.477.573)**	**303.527.815**
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	(463.277.245)	(395.814.238)	302.021.557
Participación no controladora	-	(13.663.335)	1.506.258
	(463.277.245)	**(409.477.573)**	**303.527.815**
Otros resultados integrales			
Conceptos que no serán reclasificados en resultados **:**			
Efecto de conversión monetaria	450.613.208	877.605.286	482.740.423
Resultado total integral del período – (Pérdida) Ganancia	**(12.664.037)**	**468.127.713**	**786.268.238**
Resultado total integral, atribuible a:			
Accionistas de la sociedad	-	464.769.782	774.328.956
Participación no controladora	-	3.357.931	11.939.282
	(12.664.037)	**468.127.713**	**786.268.238**
Resultado neto por acción básico y diluido	**(1,29)**	**(1,12)**	**0,85**
Cantidad de acciones	**359.579.644**	**353.534.403**	**353.534.403**

Estado de Resultados

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017
Ingresos	
Ventas Netas	216.846.350
Costo de Ventas	(150.190.361)
Utilidad Bruta	**66.655.989**
Gastos de administración	(48.178.682)
Gastos de comercialización	(13.088.733)
Gastos de exploración	(3.129.756)
Resultados financieros y por tenencia, netos	28.799.147
Otros ingresos y egresos netos	60.430.864
Ganancia (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	**91.488.829**
Impuesto a las ganancias	(15.563.979)
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	**75.924.850**
Resultado neto por acción básico	**0,21**
Cantidad de acciones	**353.534.403**

El Resultado neto por acción básico al 31 de diciembre de 2017 fue elaborado por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna. Dicha cifra no se incluye en los estados contables al 31 de diciembre de 2017, dado que los mismos fueron elaborados bajo normas NCPA.

1. Estado de Situación Financiera y Estado de Situación Patrimonial:

(Valores expresados de pesos)	al 30 de septiembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	2018
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, plantas y equipos	1.467.078.790	1.605.999.724	2.104.088.528
Activos de exploración y evaluación	847.408.609	651.836.278	338.737.265
Llave de negocio	-	-	177.422.025
Otros créditos	359.709	101.376	123.121
Cuentas comerciales por cobrar	-	-	15.402.188
Total del activo no corriente	**2.314.847.108**	**2.257.937.378**	**2.635.773.127**
ACTIVO CORRIENTE			
Inventario	78.233.769	61.581.288	-
Cuentas comerciales por cobrar	66.308.097	172.334.285	450.746.078
Otros créditos	194.362.956	162.429.044	84.066.727
Efectivo y equivalentes de efectivo	131.349.222	128.500.036	72.844.236
Total del activo corriente	**470.254.044**	**524.844.653**	**607.657.041**
TOTAL ACTIVO	**2.785.101.152**	**2.782.782.031**	**3.243.430.168**
PATRIMONIO NETO			
Capital social	359.579.644	353.534.403	353.534.403
Prima de fusión	22.807.753	-	-
Reserva de conversión	222.162.648	222.162.648	222.162.648
Otro resultado integral	1.096.158.221	784.869.565	361.175.719
Resultados no asignados	55.320.632	379.826.624	338.969.791
Total del Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	**1.756.028.898**	**1.740.393.240**	**1.275.842.561**
Participación no controladora	-	28.299.695	24.941.764
TOTAL PATRIMONIO NETO	**1.756.028.898**	**1.768.692.935**	**1.300.784.325**
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Deudas comerciales y otros pasivos	-	-	175.294.595
Pasivo por impuesto diferido	40.276.101	151.966.468	233.797.307
Pasivo por arrendamiento	56.152.644	46.663.342	42.967.412
Deudas financieras	-	-	552.085.666
Pasivo por abandono de pozos	482.230.701	374.680.644	257.670.339
Total del pasivo no corriente	**578.659.446**	**573.310.454**	**1.261.815.319**
PASIVO CORRIENTE			
Deudas comerciales y otros pasivos	188.699.296	225.501.171	397.637.113
Impuesto a las ganancias a pagar	97.110.502	189.958.973	203.555.478
Pasivo por arrendamiento	12.719.013	10.253.288	8.779.124
Pasivo por abandono de pozos	19.394.057	15.065.210	6.768.809
Deudas financieras	132.489.940	-	64.090.000
Total del pasivo corriente	**450.412.808**	**440.778.642**	**680.830.524**
TOTAL PASIVO	**1.029.072.254**	**1.014.089.096**	**1.942.645.843**
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	**2.785.101.152**	**2.782.782.031**	**3.243.430.168**

Estado de Situación Patrimonial

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre 2017
ACTIVO CORRIENTE	
Caja y Bancos	11.978.768
Inversiones	236.577
Créditos por ventas	26.886.937
Otros créditos	62.712.930
Bienes de Cambio	39.743.579
Total del activo corriente	141.558.791
ACTIVO NO CORRIENTE	
Créditos por ventas	3.809.536
Otros créditos	103.100
Activos intangibles	4.607.388
Bienes de Uso	201.864.628
Total del activo no corriente	210.384.652
TOTAL ACTIVO	**351.943.443**
PASIVO CORRIENTE	
Cuentas por pagar	28.711.456
Préstamos	15.327.058
Remuneraciones y Cargas Sociales	2.172.911
Cargas Fiscales	5.594.325
Otros pasivos	7.916.971
Total del pasivo corriente	59.722.721
PASIVO NO CORRIENTE	
Otros pasivos	12.869.765
Total del pasivo no corriente	12.869.765
TOTAL PASIVO	72.592.486
TOTAL PATRIMONIO NETO	279.350.957
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	**351.943.443**

2. Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Evolución del Patrimonio Neto:

Estado de Cambios en el Patrimonio

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el 30/09/20	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019	2018
Capital Suscripto	359.579.644	353.534.403	353.534.403
Prima de fusión	22.807.753	-	-
Reserva Especial	222.162.648	222.162.648	222.162.648
Otro resultado integral	1.096.158.221	784.869.565	361.175.719
Resultados no asignados	55.320.632	379.826.624	338.969.791
	1.756.028.898	1.740.393.240	1.275.842.561
Participación no controladora	-	28.299.695	24.941.764
Total Patrimonio Neto	**1.756.028.898**	**1.768.692.935**	**1.300.784.325**

Estado de Evolución del Patrimonio Neto

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre 2017
Capital Suscripto	353.534.403
Resultados no asignados	(74.183.446)
Total Patrimonio Neto	**279.350.957**

3. Estado de Flujo de Efectivo:

Estado de Flujo de Efectivo:

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el 30/09/20 *(1)*	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 *(1)*	2018 *(1)*
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	128.500.036	72.844.236	12.215.344
Efectivo neto (aplicado a) y generado por actividades operativas	(78.237.329)	721.183.338	868.592.831
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de inversión	(63.884.339)	190.599.025	(1.124.488.125)
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de financiación	109.948.234	(898.679.434)	303.913.737
Diferencias de conversión y diferencias de cambio	35.022.620	42.552.871	12.610.449
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	131.349.222	128.500.036	72.844.236

(1) Información preparada de acuerdo a NIIF

Estado de Flujo de Efectivo:

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 *(1)*
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	7.828.461
Efectivo neto (aplicado a) y generado por actividades operativas	97.642.526
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de inversión	(43.779.715)
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de financiación	(49.475.927)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	12.215.345

(1) Información preparada de acuerdo con NCPA

Indicadores Financieros

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, los ratios al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con los ratios correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con los ratios al 30 de septiembre de 2020.

Indicadores Financieros
Información preparada de acuerdo a NCPA al 31 de diciembre de 2017
Información preparada de acuerdo a NIIF al 30 de septiembre 2020, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2019

(Valores expresados de pesos)	al 30 de septiembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	2018
Liquidez: (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	1,04	1,19	0,89
Solvencia: (Patrimonio Neto / Pasivo)	1,71	1,74	0,67
Inmovilización de Capital: (Activo No Corriente / Total de Activo)	0,83	0,81	0,81
Rentabilidad: (Resultado del Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio) (*)	(0,26)	(0,27)	0,38 (*)
Rentabilidad: (Rdo. Integral del Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio) (*)	(0,01)	0,31	1,00 (*)

(*) Para el cálculo del Patrimonio Neto Promedio al 31 de diciembre de 2018, y los índices al 31 de diciembre de 2017, se consideraron las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 preparadas una norma contable diferente a la utilizada en los demás ejercicios lo que afecta significativamente la comparabilidad de la información de los índices expuesta razón por la cual, el análisis e interpretación de la misma debe llevarse a cabo teniendo en cuenta esta situación.

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre de 2017 (1)
Liquidez: (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	2,37
Solvencia: (Patrimonio Neto / Pasivo)	3,85
Inmovilización de Capital: (Activo No Corriente / Total de Activo)	0,60
Rentabilidad: (Resultado del Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio) (1)	0,31

(1) Información preparada de acuerdo a NCPA al 31 de diciembre de 2017

Las cifras o ratios de los indicadores financieros arriba incluidos fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad. por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, los Estados Financieros Intermedios Especiales al 30 de septiembre de 2020, ni con los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, según corresponda.

Capitalización y endeudamiento.

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020.

Capitalización y endeudamiento

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el 30/09/20	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019	2018
Capital Suscripto	359.579.644	353.534.403	353.534.403
Prima de fusión	22.807.753	-	-
Reserva Especial	222.162.648	222.162.648	222.162.648
Otro resultado integral	1.096.158.221	784.869.565	361.175.719
Resultados no asignados	55.320.632	379.826.624	338.969.791
	1.756.028.898	1.740.393.240	1.275.842.561
Participación no controladora	-	28.299.695	24.941.764
Total Patrimonio Neto	**1.756.028.898**	**1.768.692.935**	**1.300.784.325**
Endeudamiento no garantizado	932.778.281	1.014.089.096	1.942.645.843
Endeudamiento garantizado	96.293.973 (*)	-	-
Total Pasivo Corriente + Pasivo no Corriente	1.029.072.254	1.014.089.096	1.942.645.843

(*) Liminar Energia S.A. ("Liminar") ha otorgado una garantía de los préstamos otorgados por el Banco Hipotecario por los cuales se cobra a la Sociedad una comisión de garantía de préstamos del 1% del saldo de préstamo por año.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017
Capital Suscripto	353.534.403
Resultados no asignados	(74.183.446)
Total Patrimonio Neto	**279.350.957**
Endeudamiento no garantizado	65.863.326
Endeudamiento garantizado	6.729.160 (**)
Total Pasivo Corriente + Pasivo no Corriente	72.592.486

(**) Saldo de Préstamo Inversión Productiva según Com A 5681 BCRA con garantía fiduciaria de cobranzas ventas de gas y petróleo.

.

Los importes correspondientes a endeudamiento garantizado y no garantizado arriba incluidos fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad, por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, los Estados Financieros Intermedios Especiales al 30 de septiembre de 2020, ni con los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, según corresponda.

Capital social

El capital social de la Sociedad se encuentra suscripto e integrado en su totalidad. El mismo asciende a $359.579.644 representado por 359.579.644 acciones ordinarias de 1 voto por acción, nominativas no endosables, de valor nominal $1, resultando Crown Point Energy Inc. titular de 350.796.132 acciones representativas del 97,56% del capital social y votos de la Sociedad y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina titular de 8.783.512 acciones representativas del 2,44% del capital social y votos de la Sociedad.

Con fecha 16 diciembre 2019 el Directorio de la Sociedad resolvió reorganizar las actividades de la Emisora y de St. Patrick Oil & Gas S.A., ambas compañías integrantes del mismo grupo económico con fecha efectiva 1 de enero de 2020. La reorganización consistió en una fusión por absorción donde la Emisora es la sociedad absorbente y St. Patrick Oil & Gas S.A. la sociedad absorbida.

En relación a la Fusión y por efecto de la relación de canje, con fecha 30 de marzo de 2020 la asamblea extraordinaria de la Emisora aprobó el aumento de capital social en la suma de $ 6.045.241 representado por 6.045.241 acciones ordinarias nominativas no endosables cada una de valor nominal pesos uno ($1) y con derecho a un voto. A los efectos de determinar dicha relación de canje se tomaron en cuenta los valores patrimoniales de la sociedad absorbente Crown Point Energía S.A. y de la sociedad absorbida ST Patrick Oil & Gas S.A. resultantes de los Balances

Especiales y la cantidad total de acciones que componen el capital social de cada una de estas sociedades. Las acciones de la sociedad absorbida caducarán de pleno derecho con la inscripción en el Registro Público de Comercio del acuerdo definitivo de fusión, procediéndose a la posterior cancelación en el registro de accionistas de la sociedad absorbida y alta en el registro de accionistas de la sociedad absorbente.

Conforme lo dispuesto en el párrafo anterior y como consecuencia de la Fusión, el capital social de la Sociedad se incrementó en la suma de $ 6.045.241, pasando de $353.534.403 a $359.579.644. A la fecha del presente Prospecto, dicho aumento de capital se encuentra en trámite ante la IGJ.

Cambios significativos

Con fecha 01.01.2020 Crown Point Energía se fusionó con St. Patrick Oil & Gas S.A., que es absorbida disuelta sin liquidación.

Con posterioridad a la fecha de emisión de los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 no han ocurrido otros cambios que afecten significativamente la situación patrimonial y los resultados de la Emisora.

Hechos posteriores al cierre de los Estados Financieros Especiales al 30 de septiembre de 2020

Con fecha 7 de octubre de 2020 la Sociedad canceló $17.500.000 correspondiente a la primera cuota de amortización de capital por el 50% de un préstamo total de $35.000.000 con Banco Hipotecario, juntamente con los intereses devengados hasta esa fecha por $2.761.644. El 50% restante por $17.500.000 fue cancelado el 9 de diciembre de 2020, junto con sus intereses devengados hasta esa fecha por $724.932.

Con fecha 5 de noviembre de 2020, Roch S.A., operador de la UT RCLV, anunció que se presentó en Concurso Preventivo de Acreedores. Roch S.A. continúa operando las concesiones TDF y no se han registrado interrupciones operativas; la producción y venta de petróleo y gas natural continúan en el curso normal. La Sociedad monitoreará el Concurso Preventivo de Acreedores de Roch S.A. con el objeto de determinar qué impacto, en su caso, podría tener este procedimiento en la UT RCLV y qué pasos debería tomar la Sociedad en respuesta al proceso.

Con fecha 16 de noviembre de 2020 la Sociedad canceló $7.500.000 correspondiente a la segunda y última cuota de capital de un préstamo total de $15.000.000 con Banco Hipotecario, juntamente con los intereses devengados hasta esa fecha por $300.822.

Con fecha 17 de diciembre de 2020 la Sociedad obtuvo un préstamo por $50.000.000 del Banco Hipotecario por un plazo total de 180 días, amortización de capital en 2 cuotas del 50% cada una a los 120 días y 180 días respectivamente, y una tasa interés del 35% nominal anual.

Con fecha 23 de diciembre de 2020 la Sociedad canceló $25.000.000 correspondiente a la primera cuota de capital de un préstamo total de $50.000.000 con Banco Hipotecario, juntamente con los intereses devengados hasta esa fecha por $3.945.205.

Con fecha 17 de febrero de 2021, el Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Resolución Nº 06/2021, por la cual otorgó a la Sociedad el pase al tercer período exploratorio reteniendo el 100% de la superficie del área fijando como fecha finalización del mismo el 23 de febrero de 2020; y resolvió suspender el plazo del tercer periodo exploratorio por el término de doce meses calendario, fijando como fecha de finalización el 22 de febrero de 2022.

El 19 de febrero de 2021, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo por $ 25.000.000 del Banco Hipotecario a una tasa de interés del 49,5% anual. El 50% del capital del préstamo y los intereses devengados se pagarán el 19 de junio de 2021 y el capital restante del préstamo y los intereses devengados serán cancelados el 18 de agosto de 2021.

El 22 de febrero de 2021 la Sociedad canceló el 50% del capital restante de un préstamo con Banco Hipotecario por $25.000.000 juntamente con los intereses devengados hasta esa fecha por $1.002.740.

El 23 de febrero de 2021, la Sociedad obtuvo un nuevo préstamo de capital de trabajo por $ 25.000.000 del Banco Hipotecario a una tasa de interés del 49,5% anual. El 50% del capital del préstamo y los intereses devengados se pagarán el 23 de junio de 2021 y el capital restante del préstamo y los intereses devengados serán cancelados el 22 de agosto de 2021.

El 3 de marzo de 2021, la Sociedad canceló la totalidad del préstamo con HSBC Bank Argentina por un capital de $35.200.000 juntamente con los intereses devengados hasta esa fecha por $ 959.079.

Con fecha 11 de marzo de 2021 la provincia de Mendoza adjudicó a la Sociedad junto con Petrolera Aconcagua S.A., la explotación por un plazo de 25 años de la concesión del campo CH, ubicado en la Cuenca Cuyana mediante el Decreto Nro. 224/2021.

La participación de la Sociedad en CH es del 50%, y la operación estará a cargo de Petrolera Aconcagua S.A. quien posee el 50% restante. La sociedad junto con Petrolera Aconcagua debe abonar a la Provincia de Mendoza un pago inicial comprometido en su oferta equivalente a USD 8,3 millones (USD 4,1 millones al porcentaje de participación de la Sociedad) en el término de 30 días corridos posteriores a la publicación en el Boletín Oficial del Decreto de adjudicación.

El compromiso de inversión asciende a USD 85,7 millones (USD 42,85 millones al porcentaje de participación de la Sociedad) durante los primeros 10 años de la concesión de acuerdo con el plan de explotación ofertado y aprobado por la Autoridad de Aplicación. Los concesionarios deberán constituir una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión. Las regalías establecidas ascienden al 12% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo y gas natural y un canon extraordinario de producción equivalente al 1%.

Con posterioridad a la fecha de emisión de los estados financieros especiales intermedios al 30 de septiembre de 2020, no han ocurrido otros cambios que afecten significativamente la situación patrimonial y los resultados de la Emisora.

En todo caso, desde el inicio de la pandemia de coronavirus (Covid-19), las actividades de la Sociedad han sido consideradas esenciales, razón por la cual no experimentó modificaciones en el desempeño de sus negocios.

Si bien no es posible prever las medidas que pueda adoptar el Estado Argentino o las repercusiones que la pandemia Covid-19 tendrá en los precios de mercado de los productos que comercializa la Compañía, a la fecha del presente Prospecto, la Compañía no se ha visto afectada en sus resultados ni operaciones por el contexto de la pandemia Covid-19. Asimismo, se informa que, a la fecha del presente Prospecto, la Compañía no es beneficiaria de asistencia en el marco del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción.

Reseña y perspectiva operativa y financiera.

Discusión y Análisis sobre la Evolución Operativa y Financiera del Emisor durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018, 2017 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020.

Las cifras al 31 de diciembre de 2018 han sido modificadas para reflejar los ajustes de adopción NIIF y expresar los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019 comparativos con el ejercicio anterior bajo NIIF. Las cifras correspondientes al ejercicio al 31 de diciembre de 2017 corresponden a los estados contables emitidos bajo Normas Contables Profesionales Argentinas.

En virtud de lo descripto, las cifras que surgen de los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019.

Políticas contables críticas y estimaciones

Esta discusión y análisis de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía se basa en los estados financieros indicados en este Prospecto, que han sido preparados: i) de acuerdo con las NIIF para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, y ii) de acuerdo con las NCPA para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. La preparación de estos estados financieros requiere que la Compañía efectúe estimaciones y juicios que afectan los montos registrados de sus activos y pasivos, ingresos y gastos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de dichos estados financieros. La nota 5 de los estados financieros consolidados de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, proporciona una discusión detallada de sus políticas contables significativas. Las políticas de contabilidad críticas se definen como aquellas políticas que reflejan los juicios y estimaciones significativas sobre asuntos que son inherentemente inciertos y materiales para la condición financiera y resultados de las operaciones de la Compañía. A continuación, se describen las políticas de contabilidad críticas de la Compañía.

Base de preparación

Los estados financieros consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 han sido preparados por primera vez de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) y tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), de conformidad con la RT Nº 26 de la FACPCE, modificada por la RT Nº 29, y aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA).
En consecuencia, la Sociedad ha optado por presentar sus estados financieros bajo estas normas, siendo la fecha de transición a las NIIF para la Sociedad, conforme a lo establecido en la NIIF 1“Adopción por primera vez de las NIIF”, el 1 de enero de 2018.

Los estados financieros están presentados en pesos ($), moneda de curso legal en Los presentes estados financieros están presentados en pesos ($), moneda de curso legal en la República Argentina, elaborados a partir de los registros contables de la Sociedad. Los mismo han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto por la medición a valor razonable cuando ésta es específicamente requerida por las NIIF.

Adopción de las NIIF

Los estados financieros de la Sociedad eran anteriormente preparados de acuerdo con normas contables profesionales argentinas (“NCP ARG”), las cuales difieren en algunas áreas de las NIIF. Por lo tanto, para la preparación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019, la Gerencia ha modificado ciertas políticas contables de valuación y exposición previamente aplicadas bajo NCP ARG para cumplir con las NIIF.

Las cifras al 31 de diciembre de 2018 y 1ro de enero de 2018 han sido modificadas para reflejar estos ajustes. En las notas 2.2.1.1 y 2.2.1.2 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 se presenta una conciliación entre las cifras de patrimonio y los resultados integrales correspondiente a los estados financieros emitidos de acuerdo con NCP ARG vigentes a la fecha de transición (1 de enero de 2018) y la fecha de adopción (31 de diciembre de 2018) y las cifras de acuerdo con NIIF.

A continuación, se indican las exenciones optativas y las excepciones obligatorias, en caso de corresponder, que son de aplicación considerando la NIIF 1 y que fueron utilizadas en la conversión de las NCP ARG a las NIIF. La NIIF 1

permite a las entidades que adoptan las NIIF por primera vez, que consideren determinadas dispensas por única vez a la fecha de transición. Dichas dispensas han sido previstas por el IASB para simplificar la primera adopción de dichas normas.

Exenciones optativas a las NIIF

La Sociedad ha utilizado la exención optativa bajo la NIIF 1 de medir activos y pasivos a los importes en libros que se incluyeron en los estados financieros consolidados de la sociedad controladora, basados en la fecha de transición de la controladora a NIIF.

La Sociedad no ha hecho uso de las otras exenciones disponibles en la NIIF 1.

Excepciones obligatorias a las NIIF

La Sociedad ha aplicado las siguientes excepciones obligatorias a la aplicación retroactiva de las NIIF en la preparación de las conciliaciones de patrimonio y el resultado integral:

a. Estimaciones

Las estimaciones al 31 de diciembre de 2019, 2018 y al 1 de enero de 2018 bajo las NIIF son consistentes con las estimaciones realizadas de conformidad con las normas contables profesionales argentinas anteriores.

b. Clasificación y medición de activos financieros

La clasificación y medición de los activos financieros es efectuada según la NIIF 9, la cual fue adoptada por la Sociedad al 1 de enero de 2018. La citada norma presenta dos categorías de medición: costo amortizado y valor razonable, y fue aplicada por la Sociedad según los hechos y circunstancias existentes a la fecha de transición.

Las restantes excepciones obligatorias de la NIIF 1 no se han aplicado por no ser relevantes para la Sociedad.

Estas excepciones son las siguientes:

- Baja de activos y pasivos financieros.
- Derivados implícitos o embebidos.
- Contabilización de cobertura.
- Participaciones no controladoras.

Conciliaciones requeridas:

De acuerdo con lo requerido por el apartado 16 (d) de la RT 26, a continuación, se explican los principales ajustes y reclasificaciones de la transición a las NIIF, y se presentan las siguientes conciliaciones relacionadas con dicha transición:

(i) Entre el patrimonio determinado de acuerdo con las NCP ARG y el patrimonio determinado de acuerdo con las NIIF, al 1 de enero de 2018 (fecha de la transición a las NIIF), y al 31 de diciembre de 2018; y (ii) Entre el resultado neto determinado de acuerdo con las NCP ARG correspondiente al ejercicio finalizado el 31 diciembre de 2018, y el resultado integral total determinado de acuerdo con la NIIF a la misma fecha. Ver Notas 2.2.1.1 Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre de 2018 y 1 de enero de 2018 y 2.2.1.2 Conciliación de los resultados integrales al 31 de diciembre de 2018, de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Explicaciones de los ajustes de reconciliación

(1) Valuación de inventario

De acuerdo a las NCP ARG, las existencias de petróleo crudo se valuaban a su valor neto de realización. A efectos de aplicación de las NIIF, la Sociedad ha procedido a valuar dichas existencias a su costo histórico.

(2) Valuación de propiedades, plantas y equipos y activos de exploración y evaluación

- Diferencia generada por la moneda funcional determinada por la Sociedad para NIIF (dólar estadounidense) y la moneda utilizada bajo NCP ARG (peso argentino);
- Diferencia generada por el reconocimiento del ajuste por inflación para NCP ARG por la Sociedad, a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el cual no corresponde a NIIF.
- el efecto en los cargos por depreciaciones y amortizaciones en cada ejercicio, producto de las diferencias previamente descriptas, en las bases contables sujetas a depreciación,
- ciertos activos de exploración y evaluación que fueron capitalizados bajo NIIF en virtud de lo previsto en la NIIF 6, que no calificaban como tales bajo NCP ARG.

(3) Valuación de la combinación de negocios de acuerdo con lo establecido en la NIIF 3.

De acuerdo a las NCP ARG, la consideración diferida por la combinación de negocios fue valuada en función al valor presente de los flujos estimados futuros. A efectos de aplicación de las NIIF, dicha consideración diferida fue valuada utilizando un modelo de precios de Black-Scholes que incluía diferentes escenarios de volatilidad y precios y tasas. Asimismo, la diferencia en los criterios de valuación de la consideración diferida implicó el reconocimiento de diferentes llaves de negocio bajo NIIF y NCP ARG.

(4) Impuesto diferido sobre ajustes de conversión a NIIF

Corresponde al efecto sobre el impuesto diferido de los ajustes para hacer la conversión a las NIIF.

(5) Reversión ajuste por inflación

Las NCP ARG, establecen que la aplicación del ajuste por inflación debe realizarse frente a la existencia de un contexto de alta inflación, el cual se caracteriza, entre otras consideraciones, cuando exista una tasa acumulada de inflación en tres años que alcance o sobrepase el 100%.Es por esta razón que, de acuerdo con las normas contables profesionales mencionadas en forma precedente, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018, por lo que los estados contables de la Sociedad bajo NCP ARG fueron reexpresados a partir de dicha fecha. A efectos de la aplicación de las NIIF, la Sociedad ha realizado la valuación de su moneda funcional y ha determinado que la misma es el dólar, dado que dicha moneda no presenta efectos inflacionarios, se procedió a realizar la reversión del ajuste.

(6) Moneda funcional

De acuerdo a las NCP ARG, no hay segregación entre la moneda de presentación y la moneda funcional. A los efectos de la aplicación de las NIIF la Sociedad ha realizado la evaluación de cuál es la moneda del entorno económico principal en el que opera, determinando como tal el dólar. Dado que la Sociedad previo a la aplicación a las NIIF utilizaba el peso argentino y devengaba por lo tanto la diferencia de cambio correspondiente a sus saldos en dólares, al momento de realizar el cambio de moneda funcional, se debió practicar un ajuste por las diferencias de cambio devengadas, eliminado así, los resultados generados bajo NCP ARG.

Principales diferencias relacionadas con criterios de exposición

- Impactos de la aplicación de las NIIF en el Estado de Situación Financiera

Bajo las NCP ARG, los distintos rubros del Estado de Situación Patrimonial se exponen en orden decreciente de liquidez, mientras que en las NIIF existe flexibilidad con respecto a esto. La Sociedad ha decidido optar por exponer

los rubros en orden creciente de liquidez. Asimismo, se crean nuevas categorías de rubros, los cuales son exigidos por las NIIF y el patrimonio se expone abierto por rubro, siendo uno de ellos la participación no controladora que bajo NCP ARG se expone por separado y se lo denomina participación no controladora.

Principios de consolidación y contabilidad de participación en sociedades

Subsidiaria

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad tiene control. Se considera que existe control cuando la Sociedad tiene derecho a los rendimientos variables procedentes de su participación en una subsidiaria y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ésta. Se entiende que existe este poder cuando los votos así lo manifiestan, ya sea que la Sociedad posee la mayoría de los votos o derechos potenciales actualmente ejercidos. La subsidiaria se consolida a partir de la fecha en que la Sociedad asume el control sobre ella y se excluye de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Las combinaciones de negocios por parte de la Sociedad se contabilizan mediante la aplicación del método de adquisición (ver Nota 2.5) de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

A los efectos de la consolidación, se han eliminado las transacciones y los saldos entre la Sociedad y la sociedad consolidada. En caso de existir, los resultados no trascendidos también son eliminados.

Las políticas contables de la subsidiaria se han modificado, en caso de corresponder, para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por CPESA.

Al 31 de diciembre de 2019, Crown Point Energía S.A. (Sociedad controlante) posee el 98% sobre el capital y votos de St. Patrick Oil & Gas S.A.

Participación no controladora

El rubro “Participación no controladora” representa las porciones del patrimonio neto y de los resultados integrales de St. Patrick Oil & Gas S.A. que no pertenece a Crown Point Energía S.A. y se muestra por separado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado, el Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado y el Estado de Situación Financiera Consolidado, respectivamente.

Participación en acuerdos conjuntos

Según la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, las inversiones en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones o negocios conjuntos. La clasificación depende de los derechos y obligaciones contractuales de cada inversor, más que de la estructura legal del acuerdo conjunto. La Sociedad tiene operaciones conjuntas.

Operaciones conjuntas

La Sociedad reconoce en relación con su participación en una operación conjunta sus activos, ingresos, pasivos y gastos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente, ingresos de la operación conjunta, pasivos y gastos incurridos conjuntamente. Estos han sido incorporados en los estados financieros bajo las líneas apropiadas.

Conversión de transacciones y saldos en moneda extranjera

Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros de CPESA se registran en la moneda del contexto económico primario en el cual opera cada entidad (“moneda funcional”). CPESA ha definido como su moneda funcional el dólar

estadounidense ("USD"), ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica de las operaciones. Tanto las ventas, como los precios de los principales costos de perforación, son negociados, pactados y perfeccionados en USD o considerando la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

La moneda de presentación de los Estados Financieros es el peso argentino.

Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha de cada transacción o valuación, cuando los conceptos de los mismos son remedidos. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo de cambio de las monedas extranjeras resultantes de la liquidación de partidas monetarias y de la conversión de partidas monetarias al cierre del ejercicio utilizando la tasa de cambio de cierre, son reconocidas dentro de los Resultados Financieros en el Estado de Resultados Integrales.

Conversión de estados financieros a moneda de presentación

Los resultados y posición financiera de la Sociedad y su subsidiaria con moneda funcional dólar, se convierten a moneda de presentación de la siguiente manera al cierre de cada período:

- Los activos y pasivos son trasladados a los tipos de cambio de cierre;
- Los resultados se convierten al tipo de cambio vigente a la fecha de las respectivas transacciones.
- Los resultados por conversión de moneda funcional a moneda de presentación son reconocidos en "Otros resultados integrales".

Clasificación de Otros resultados integrales dentro del patrimonio de la Sociedad
La Sociedad clasifica y acumula directamente en la cuenta de resultados acumulados, dentro del patrimonio, los otros resultados integrales generados por las diferencias de conversión de los resultados (acumulados al inicio y del ejercicio) de la Sociedad y de la subsidiaria con moneda funcional dólar.

Como consecuencia de la aplicación de la política descripta, la conversión de moneda funcional a una moneda distinta de presentación no modifica la forma en que se miden los elementos subyacentes, preservando los montos, tanto resultados como capital a mantener, medidos en la moneda funcional en la que se generan.

Combinaciones de negocios

Con base en los criterios de la NIIF 3, el método de adquisición se aplica para la registración de todas las combinaciones de negocios, tanto en la adquisición de instrumentos de patrimonio u otros activos. La contraprestación transferida por la adquisición comprende:

i) El valor razonable de los activos transferidos,
ii) Los pasivos incurridos con los anteriores propietarios de la adquirida,
iii) Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad, y
iv) El valor razonable de cualquier activo o pasivo que proceda de un acuerdo de contraprestación contingente.
v) El valor razonable de la participación previamente tenida en el patrimonio de la adquirida, de corresponder.

Los activos identificables adquiridos, los pasivos y los activos y pasivos contingentes asumidos en la combinación de negocios son reconocidos inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición. La Sociedad reconoce cualquier participación no controladora en la entidad adquirida, ya sea a valor razonable o a la participación proporcional de la participación no controladora en los importes reconocidos de los activos netos identificables de la adquirida.

Los costos relacionados con la adquisición son imputados a resultados al momento de ser incurridos. El exceso de: i) la contraprestación transferida, ii) el monto de cualquier participación no controladora en la adquirida, y iii) el valor razonable, medido en la fecha de adquisición, de cualquier participación previa en el patrimonio de la sociedad adquirida, sobre el valor razonable de los activos identificables netos adquiridos se registra como llave de negocio. Si el valor razonable de los activos identificables netos del negocio adquirido excede esos montos, la ganancia por compra en condiciones muy ventajosas se reconoce directamente en resultados.
La adquisición de St. Patrick Oil & Gas S.A. que se informa en la Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 ha sido reconocida como una combinación de negocios.

Propiedades, planta y equipos

Activo de exploración y evaluación ("E&E")

Todos los costos incurridos antes de obtener la concesión de exploración del área son imputados a gasto cuando se incurren.

Los costos directamente asociados con la exploración y evaluación (**"**E&E**"**) de reservas de petróleo crudo y gas natural son inicialmente capitalizados. Los costos de exploración y evaluación son aquellos gastos para un área donde aún no se ha demostrado la viabilidad técnica y comercial. Estos costos generalmente incluyen costos de adquisición de derechos de exploración, estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos, toma de muestras, costos de perforación y terminación, el costo proyectado de abandonar los activos y cualquier costo administrativo y general directamente atribuible. Los intereses y costos por préstamos incurridos en activos de E&E no se capitalizan.

Los costos de E&E no están sujetos a amortización o depreciación, y se acumulan en centros de costos por área de exploración en espera de la determinación de la viabilidad técnica y comercial, que se evalúa al menos una vez al año. La factibilidad técnica y la viabilidad comercial generalmente se consideran demostrables cuando se han asignado reservas probadas o probables y existe una evaluación razonable de la producción futura de esas reservas, se han obtenido o es probable que se obtengan las aprobaciones gubernamentales y regulatorias requeridas, y la administración ha tomado la decisión de proceder con el desarrollo y producción de esas reservas incurriendo en los costos de capital futuros que se les atribuyen.

Activo de exploración y evaluación ("E&E")

Un activo para exploración y evaluación dejará de ser clasificado como tal cuando la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral sean demostrables. Antes de proceder a la reclasificación, se evaluará el deterioro de los activos para exploración y evaluación, debiéndose reconocer cualquier pérdida por deterioro de su valor, previo a su reclasificación al PP&E. Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión.

Activo de propiedades, planta y equipo ("PP&E")

Activos de desarrollo y producción ("D&P")

Las propiedades, planta y equipos se valúan a su costo histórico menos la depreciación y pérdidas acumuladas por deterioro. Se consideran capitalizables todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Sociedad.

Los activos de D&P incluyen los costos incurridos en el desarrollo de reservas de hidrocarburos y su puesta en producción, junto con los gastos de E&E incurridos para encontrar las reservas de hidrocarburos que han sido reclasificadas de los activos de E&E como se describe anteriormente, y el costo proyectado de abandonar los activos y cualquier costo general y directo atribuible directamente.

Cuando partes importantes de un elemento de propiedades, planta y equipo, incluidos los activos de D&P, tienen vidas útiles diferentes, se contabilizan como elementos separados (componentes principales).

El costo de las obras en curso cuya construcción se prolonga en el tiempo incluye, de corresponder, los costos financieros devengados por la financiación con capital de terceros.

La pérdida o ganancia derivada de la baja de un elemento de propiedades, planta y equipo, se determinará como la diferencia entre el importe neto que, en su caso, se obtenga por la disposición y el importe en libros del elemento.

Costos posteriores

Los costos incurridos con posterioridad a la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial, los costos de reemplazo de partes de propiedades, planta y equipo y reparaciones se reconocen sólo si aumentan los beneficios económicos de los activos con los que se relacionan. Todos los demás gastos se reconocen en resultados cuando se incurren. Los costos de mantenimiento se reconocen en resultados cuando se incurra en ellos.

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad del activo; (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para acondicionar los activos para su venta sin que el valor registrado supere su valor recuperable.

Depreciación

Los activos de D&P son depreciados utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y probables que se estima recuperar, teniendo en cuenta los costos de desarrollo futuros estimados necesarios para poner esas reservas en producción.

Los bienes no afectados directamente a la producción de petróleo y gas han sido depreciados siguiendo el método de depreciación de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien (entre 3 y 10 años, principalmente).

Las vidas útiles remanentes de los activos son revisadas, y ajustados en caso de corresponder a cada cierre de ejercicio.

Deterioro del valor

El valor de libros de PP&E y de E&E de la Sociedad se revisan a cada fecha de reporte, o cuando eventos o cambios en las circunstancias sugieran la existencia de indicios que el valor contable pueda haberse deteriorado. Si hay cualquier indicio de deterioro, se estima el importe recuperable del activo. Además, el activo de E&E se evalúa para determinar su deterioro cuando se lo reclasifica como PP&E y si los hechos y circunstancias sugieren que el importe contable supera el importe recuperable.

A los efectos de comprobar el deterioro de valor, los activos se agrupan por concesión o yacimiento con otros que pertenecen a la misma unidad generadora de efectivo "UGE"), que es el grupo identificable de activos más pequeño, que genera flujos de efectivo a favor de la Sociedad que son, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.

La pérdida por deterioro del valor es el monto que excede el importe contabilizado en libros de un activo o unidad generadora de efectivo a su valor recuperable.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor razonable neto de los costos de venta, cuando este pueda ser razonablemente obtenido, y el valor de uso que se determina estimando los flujos de fondos futuros descontados mediante la aplicación de una tasa representativa del costo del capital empleado.

Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, este último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la correspondiente pérdida en el estado del resultado, incrementando la previsión para deterioro de activos no financieros.

Ante nuevos eventos o cambios en las circunstancias que evidencien que una pérdida por deterioro registrada pudiera ya no ser necesaria total o parcialmente, se calcula nuevamente el valor recuperable del activo o de la UGE de que se trate y de corresponder se reversa, en la medida pertinente, la pérdida por deterioro registrada. En el caso de reversión, el importe contabilizado del activo o de la UGE se incrementa hasta el importe recuperable estimado siempre que el mismo no fuera mayor al que se hubiera arribado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro.

Llave de negocio

La llave de negocio se mide al costo, como exceso de la contraprestación transferida respecto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos netos del negocio adquirido. Si esta contraprestación es inferior al valor razonable de los activos identificables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en el estado de resultados integrales.

La llave de negocio es evaluada cuando los hechos y circunstancias indican una desvalorización o al menos una vez en el ejercicio.

A los efectos de verificar la recuperabilidad, la llave de negocio es asignada a la UGE que se espera se beneficie con la adquisición. La llave de negocio se prueba comparando el valor en libros de la UGE con el valor recuperable. El valor razonable menos los costos de disposición se obtienen estimando los flujos de efectivo netos futuros descontados después de impuestos como se describe en la prueba de deterioro de propiedades, planta y equipos. El valor en uso se evalúa utilizando el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados. Cualquier exceso del valor en libros sobre el valor recuperable se registra como deterioro. Los deterioros de la llave de negocio no se revierten.

Arrendamientos

Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado durante un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

Los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento de los activos que surgen de los contratos en los que la Sociedad es arrendatario se reconocen en el Estado de Situación Financiera desde la fecha en que el activo arrendado está disponible para su uso, al valor presente de los pagos a realizar en el plazo del contrato, considerando la tasa de descuento implícita en el contrato de arrendamiento, si esta puede ser determinada, o la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad, que es la tasa que la Sociedad tendría que pagar para pedir prestados los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar, con términos, seguridad y condiciones similares.

El pasivo por arrendamiento comprende los pagos fijos, los pagos variables que dependen del uso de un índice o tasa, los importes que se esperan pagar como garantías de valor residual, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando es probable que se va a ejercer dicha opción y las penalidades por la terminación anticipada del contrato si el plazo del arrendamiento refleja que el arrendatario ejercerá la opción. El costo del activo por derecho de uso comprende el importe de la medición inicial del pasivo, los pagos efectuados antes de la fecha de aplicación inicial, los costos iniciales directos y los costos de restauración asociados.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo menos la depreciación y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor, en caso de existir. La depreciación del activo es calculada utilizando el método de depreciación

lineal en el plazo del contrato o la vida útil del activo, el menor. El pasivo por arrendamiento es acrecentado por el devengamiento de los intereses y remedido para reflejar los cambios en los pagos, el alcance del contrato y la tasa de descuento. El costo del activo por derecho de uso es ajustado por el efecto de la remedición del pasivo.

La Sociedad optó por no aplicar la NIIF 16 a arrendamientos de corto plazo y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor. Los pasivos por derecho de uso fueron descontados utilizando la tasa incremental de la Sociedad que al 31 de diciembre de 2019 es del 8%.

Inventario

El inventario se valúa al costo o al valor neto realizable, el menor. El costo de producción de petróleo crudo se contabiliza sobre una base de promedio ponderado. Este costo incluye todos los costos incurridos en el curso normal del negocio para llevar cada producto a su ubicación y condición actual. El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluidas las regalías y la proporción adecuada de agotamiento y depreciación. El valor neto realizable del petróleo crudo se basa en el precio de venta estimado en el curso normal del negocio menos los costos de venta esperados. Si se determina que el costo determinado excede su valor recuperable, se registra con cargo a resultados la oportuna corrección de valor.

Instrumentos financieros. Presentación, reconocimiento y medición

Activos financieros

De acuerdo con lo establecido en la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, dependiendo del modelo de negocio de la entidad para administrar los activos financieros y los términos contractuales de los flujos de efectivo, la Sociedad clasifica a sus activos financieros en:

– *Activos financieros a costo amortizado*

Los activos financieros se miden a costo amortizado sólo si se cumplen las dos condiciones siguientes: (i) el objetivo del modelo de negocios de la Sociedad es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales requieren pagos en fechas específicas sólo de capital e intereses.

Estos activos financieros se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo, menos las pérdidas por deterioro. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja del reconocimiento se reconoce directamente en resultados. Las pérdidas por deterioro se presentan en la línea “Deterioro de activos financieros” como una partida separada en el Estado de Resultados Integral.

Los activos financieros a costo amortizado de la Sociedad comprenden efectivo, cuentas comerciales por cobrar y otros créditos.

– *Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral*

Los activos financieros se miden a valor razonable con cambio en otro resultado integral si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros.

– *Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados*

Los activos financieros a valor razonable con cambio en resultados corresponden a una categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Reconocimiento y medición de activos financieros

Las compras y ventas de activos financieros se reconocen en la fecha en la cual la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Los activos financieros valuados a costo amortizado se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción. Estos activos devengan los intereses en base al método de la tasa de interés efectiva.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados y en otro resultado integral se reconocen inicialmente a valor razonable y los costos de transacción se reconocen como gasto en el estado del resultado integral.

Posteriormente se valúan a valor razonable. Los cambios en los valores razonables y los resultados por ventas de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se registran en Resultados financieros netos y en Otros resultados integrales, respectivamente, en el estado de resultados y del resultado integral, respectivamente.

Baja de activos financieros

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja, es decir, se elimina del estado de situación financiera cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo;

- Se hayan transferido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia, y (a) se hayan transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedades del activo; o (b) no se hayan ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedades del activo, pero se haya transferido el control sobre el mismo.

Cuando se hayan transferido los derechos contractuales de recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya celebrado un acuerdo de transferencia, pero no se haya ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a las propiedades del activo, ni se haya transferido el control sobre el mismo, ese activo se continuará reconociendo en la medida de su involucramiento continuado sobre el mismo.

En ese caso, la Sociedad también reconocerá el pasivo relacionado. El activo transferido y el pasivo relacionado se medirán de manera que reflejen los derechos y obligaciones que la Sociedad haya retenido.

Deterioro de instrumentos financieros

La Sociedad evalúa, sobre una base prospectiva, las pérdidas crediticias esperadas asociadas con los instrumentos financieros registrados al costo amortizado. La metodología de deterioro aplicada depende de si ha habido un aumento significativo del riesgo de crédito. Para los créditos comerciales y otros créditos, la Sociedad aplica el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9 Instrumentos financieros.

Un pasivo financiero se clasifica inicialmente como medido al costo amortizado o medido a valor razonable con cambios en el resultado. Se clasifica como medido a valor razonable con cambios en resultados si se mantiene para negociar, es un derivado o se designa como valor razonable con cambios en resultados en el reconocimiento inicial. La clasificación de un pasivo financiero es irrevocable.

Otros pasivos financieros se miden inicialmente al valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. Los gastos por

intereses y las ganancias y pérdidas cambiarias se reconocen en la utilidad neta. Cualquier ganancia o pérdida derivada de la baja en cuentas también se reconoce en la utilidad neta.

Pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato se haya pagado o cancelado, o haya vencido. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal permuta o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia entre los importes en libros respectivos se reconoce como ingresos o costos financieros en el estado del resultado integral consolidado, según corresponda. Cuando un pasivo se modifica de manera no sustancial, el costo amortizado del pasivo se vuelve a medir con base en los nuevos flujos de efectivo y se registra una ganancia o pérdida en las ganancias netas.

Cuentas comerciales por cobrar y otros créditos

Las cuentas comerciales por cobrar y otros créditos, son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente medidos a costo amortizado, usando el método del interés efectivo neto de la previsión por deterioro, en caso de corresponder.

La Sociedad registra provisiones por deterioro de créditos en base al modelo de pérdidas crediticias esperadas descrito en Nota 2.10.1 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019. Las cuentas comerciales por cobrar se dan de baja cuando no existe expectativa razonable de recupero. El valor del activo se expone neto de la previsión por deterioro, de corresponder. El cargo por la previsión por deterioro de activos financieros se expone en la línea "Deterioro de activos financieros" en el Estado de Resultados Integrales.

Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluye caja, depósitos a la vista en bancos y otras inversiones a corto plazo altamente líquidas con vencimiento original a tres meses o menos.

Patrimonio

Componentes del Patrimonio

La contabilización de los movimientos del patrimonio se ha efectuado de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Capital social

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal. Estas acciones ordinarias son clasificadas dentro del patrimonio.

Reserva especial

La Resolución General N° 609/12 de la CNV establece que la diferencia entre el saldo inicial de los resultados no asignados expuesto en los estados financieros del primer cierre de ejercicio de aplicación de las NIIF y el saldo final de los resultados no asignados al cierre del último ejercicio bajo vigencia de las normas contables anteriores sea destinada a una Reserva Especial. Esta reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de la entidad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para

absorber eventuales saldos negativos de la cuenta “Resultados no asignados”.

Reserva legal

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, el Estatuto Social y la Resolución General N° 622/13 de la CNV debe transferirse a la Reserva Legal el 5% de las ganancias del ejercicio y previa absorción de las pérdidas acumuladas, si las hubiera, hasta que la Reserva alcance el 20% del capital ajustado.

Otro resultado integral

Se incluyen los resultados generados por la conversión de ciertas cuentas de patrimonio de moneda funcional a moneda de presentación.

Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales y/o contractuales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos.

La Resolución General N° 593/2011 de la CNV estableció que las Asambleas de Accionistas que consideren estados contables cuya cuenta Resultados no asignados arroje resultados positivos, deberán adoptar una resolución expresa en cuanto a su destino, ya sea como distribución en forma de dividendos, capitalización, constitución de reservas o una eventual combinación de tales dispositivos.

Deudas comerciales y otros pasivos

Las deudas comerciales y otros pasivos se reconocen inicialmente a valor razonable y con posterioridad se miden a costo amortizado utilizando el método del interés efectivo, excepto en el caso de las cuestiones particulares descriptas abajo.

Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a valor razonable, menos los costos directos de transacción incurridos. Con posterioridad, se miden a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos directos de transacción) y el importe a pagar al vencimiento se reconoce en resultados durante el plazo de los préstamos utilizando el método del interés efectivo.

Las deudas financieras se dan de baja en el estado de situación financiera cuando la obligación especificada en el contrato se condona, cancela o expira. La diferencia entre el importe en libros de un pasivo financiero que se ha extinguido o transferido a otra parte y la contraprestación pagada, incluidos activos distintos del efectivo transferidos o pasivos asumidos, se reconoce en resultados como otros ingresos o costos financieros.

Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando se tiene una obligación legal o asumida presente como resultado de un suceso pasado; es probable que una salida de recursos sea necesaria para cancelar tal obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación. No se reconocen provisiones por pérdidas operativas futuras.

Las provisiones se miden al valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para cancelar la obligación presente teniendo en cuenta la mejor información disponible en la fecha de preparación de los estados

financieros y en base a premisas y métodos considerados apropiados y teniendo en consideración la opinión de los asesores legales de la sociedad, de corresponder. Las estimaciones son revisadas y ajustadas periódicamente, a medida que se obtiene información adicional. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, a la fecha de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con cada pasivo en particular. El incremento en las provisiones generado por el paso del tiempo se reconoce como otros resultados financieros.

Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y el diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados, excepto en la medida que se refiera a partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto a las ganancias es también reconocido en otro resultado integral o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El impuesto diferido es reconocido, de acuerdo con el método del impuesto diferido, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en el estado de situación financiera. Sin embargo, no se reconoce pasivo por impuesto diferido si dicha diferencia surge por el reconocimiento inicial de una llave de negocio, o por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y en el momento en que fue realizada no afectó a la ganancia contable ni a la fiscal.

Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que se disponga de ganancias fiscales futuras contra las que se puedan compensar las diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuesto diferido se revisa en cada fecha de presentación de información financiera y se reduce en la medida en que ya no sea probable que se disponga de suficientes ganancias fiscales futuras para permitir la utilización total o parcial del activo por impuesto diferido.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si se tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

- Reforma tributaria – ajuste por inflación fiscal

La Ley N° 27.430 y su modificatoria, la Ley N° 27.468 disponen que con vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, será de aplicación el ajuste por inflación previsto en el Título VI de la ley del impuesto en el ejercicio fiscal en el que se verifique un porcentaje de variación del índice de precios al consumidor ("IPC"), acumulado en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%.

Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación acumulada de ese índice de precios, calculada desde el inicio del primero de ellos y hasta el cierre de cada ejercicio, supere el 55%, el 30% y el 15%, respectivamente. Asimismo, se prevé que el ajuste por inflación positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer, segundo y tercer ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2018 que se deba calcular en virtud de verificarse los supuestos previstos deberá imputarse un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

No obstante, La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la emergencia pública, Nº 27.541, dispuso que el ajuste por inflación correspondiente al 1º y 2º ejercicio iniciado a partir del 1º de enero de 2019, deberá imputarse un sexto (1/6) en el ejercicio fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes en partes iguales, en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes.

A la fecha de cierre del presente ejercicio se evidenció una variación acumulada del IPC superior al 30% previsto para el segundo año de aplicación, motivo por el cual, la Sociedad ha incluido el ajuste por inflación impositivo en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias y el impuesto diferido.

Reconocimiento de Ingresos de actividades provenientes de contratos con clientes

Los ingresos por contratos con clientes comprenden el valor corriente de la consideración recibida o a recibir por la venta de bienes y servicios a clientes, netos del impuesto al valor agregado, retenciones y descuentos.

Los ingresos por contratos con clientes por ventas de hidrocarburos se reconocen cuando se transfiere al cliente el control de los productos o servicios. La obligación de desempeño es satisfecha y el control es transferido al cliente en el momento de la entrega de los hidrocarburos.

Los ingresos de estas ventas se reconocen en función del precio por producto especificado en cada contrato o acuerdo, en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa.

Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 30 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

Los otros ingresos se reconocen sobre la base de lo devengado.

Otros costos operativos y de producción

Los costos operativos y de producción se reconocen en el Estado de Resultados Integrales de acuerdo con el criterio de lo devengado.

Información por segmentos

Los segmentos de negocios fueron definidos en función a la forma regular por la que la gerencia analiza la información en la toma de decisiones. Sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados se ha identificado el siguiente segmento de negocios, siendo éste, el único segmento reportable:

- Exploración y Producción (E&P).

El segmento reportable es gerenciado por un responsable de área, quien es directamente responsable por la gestión de las operaciones.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos utilizados por la Sociedad.

NUEVAS NORMAS CONTABLES

(a) Nuevas normas, interpretaciones y modificaciones a las normas publicadas, vigentes a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019:

- NIIF 16, “Arrendamientos”

En enero de 2016, el IASB emitió la NIIF 16, “Arrendamientos”, la cual modifica la contabilización de dichas operaciones, al eliminar principalmente la distinción entre arrendamientos operativos y financieros. Esta modificación implicó cambios para la mayor parte de los contratos de arrendamiento en el reconocimiento de activos por el derecho de uso del bien arrendado y en los pasivos por el pago de rentas. Existe una exención opcional para los arrendamientos a corto plazo y de bajo valor.

A partir de la aplicación de la NIIF 16, se reconoce como un activo y un pasivo el derecho de uso de los activos que surge de los contratos de arrendamiento desde la fecha en que el activo arrendado está disponible para su uso.

La Sociedad aplicó la NIIF 16 a partir de la fecha de transición a NIIF, esto es del 1 de enero de 2018.

(b) Nuevas normas, interpretaciones y modificaciones a las normas publicadas que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2019 y que no fueron adoptadas anticipadamente:

La gerencia evaluó la relevancia de otras nuevas normas, modificaciones e interpretaciones aún no efectivas y concluyó que las mismas no son relevantes para la Sociedad.

Al 30 de septiembre de 2020 no hubo cambios significativos en relación a las políticas críticas o normas aplicadas por parte de la Sociedad.

Ingresos (egresos) operativos, Resultado Neto y Resultado total Integral

(Valores expresados de pesos)	período de 9 meses finalizado el 30/09/20	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019	2018
Ingresos por ventas netos del impuesto a las exportaciones y regalías	411.572.959	1.487.572.332	1.269.345.221
Ingresos (egresos) operativos	(584.801.143)	(142.485.247)	501.941.835
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	(463.277.245)	(409.477.573)	303.527.815
Resultado total integral del período – Ganancia (Pérdida)	(12.664.037)	468.127.713	786.268.238

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017
Ventas Netas	216.846.350
Utilidad Bruta	66.655.989
Ganancia (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	91.488.829
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	75.924.850

El total de ingresos y egresos operativos al 31 de diciembre de 2019 resultó en una pérdida de $142,5 millones de pesos en comparación con la ganancia de $501,9 millones de pesos del año 2018. El total de ingresos y egresos operativos para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 totalizó una pérdida por $584,8 millones de pesos.

Durante el año 2019 el aumento en los ingresos por ventas netas y la disminución del valor razonable del pasivo por contraprestación contingente, fueron más que compensados por: (i) la disminución del valor razonable del activo por contraprestación contingente, (ii) mayores costos de producción, (iv) aumento en gastos de administración, (v) mayores amortizaciones y depreciaciones, (vi) desvalorización de los valores en propiedades, planta y equipo y en llave de negocio, y (vii) el aumento en gastos de exploración y evaluación. Estas variaciones explican el resultado operativo negativo para el ejercicio al 31 de diciembre de 2019, en comparación con las ganancias del año 2018.

El período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, refleja los efectos de: (i) menores ingresos por ventas producto de la caída en la demanda y menor actividad afectadas por la pandemia COVID-19, (ii) baja pronunciada del precio del petróleo, y (iii) el tiempo que llevó la reparación de la Terminal Cruz del Sur que se completó a inicios de agosto 2020, quedando operativa a fines de ese mes, cuando la compañía volvió a exportar.

La Emisora registró una pérdida neta de $409,5 millones de pesos para el ejercicio 2019 en comparación con la ganancia neta registrada el 31 de diciembre de 2018 por $303,5 millones de pesos, y la pérdida por $463,3 millones de pesos al 30 de septiembre de 2020.

Asimismo, el resultado total integral para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de $468,1 millones de pesos, en comparación con el resultado total integral -ganancia- por el ejercicio finalizado en 2018 por $786,3 millones de pesos, y una pérdida total integral por $12,7 millones de pesos para el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020. En los ejercicios anuales 2019 y 2018, y en el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020 el resultado total integral se explica por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

Ingreso por ventas:

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas en base a Estados Financieros de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas en base a Estados Contables de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020.

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de	
	30/09/20	2019	2018
Ventas de Petróleo y Gas Natural			
Venta de petróleo	304.960.930	1.458.761.190	1.165.109.140
Venta de gas natural	198.921.028	426.746.753	443.425.166
Venta de propano y butano	658.759	2.821.665	2.812.546
Total	**504.540.717**	**1.888.329.608**	**1.611.346.852**

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017
Ventas de Petróleo y Gas Natural	
Venta de petróleo	58.403.993
Venta de gas natural	156.178.065
Venta de propano y butano	2.264.292
Total	**216.846.350**

El ingreso total por ventas de petróleo y gas del año 2019 muestra un aumento del 17,2% comparado con el año 2018 explicado principalmente por el aumento en las ventas de petróleo. El total de ventas fue de $1.888,3 millones de pesos comparados con los $1.611,3 millones de pesos del año 2018, debido principalmente por aumento de volumen de ventas asociado a la adquisición de St. Patrick Oil & Gas S.A a partir del año 2018.

El total de ventas de petróleo y gas por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, totalizaron $504,5 millones de pesos, debido a lo antes mencionado: (i) efecto de caída en la demanda por pandemia COVID -

19, (ii) plazo de reparación en la Terminal Cruz del Sur de YPF; y (iii) caída de los precios internacionales del petróleo (BRENT).

El 80% de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en 2019 provino de ventas al mercado industrial y el 20% al mercado residencial, mientras que en el año 2018 el total de ventas al mercado industrial alcanzó el 93% y el 7% al mercado residencial. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino.

Para el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020, el 97% de los ingresos de gas natural provino de ventas al mercado industrial, mientras que, el 96% de las ventas de petróleo se concentraron en tres clientes.

Otros costos operativos y de producción:

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas en base a Estados Financieros de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas en base a Estados Contables de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020 y solo se incluyen a efectos informativos

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de	
Otros costos operativos y de producción	30/09/20	2019	2018
Sueldos y cargas sociales	46.038.411	60.383.637	42.669.641
Servidumbres y cánones	17.545.632	32.121.625	13.908.198
Transporte y fletes	92.425.344	273.959.183	119.056.880
Honorarios y retribuciones por servicios	53.835.313	62.807.252	31.548.793
Gastos de mantenimiento y remediación	95.304.216	123.999.118	87.425.072
Seguros	8.882.342	11.926.324	6.730.460
Gastos de oficina	4.487.581	7.955.156	2.195.796
Total	**318.518.839**	**573.152.295**	**303.534.840**

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado el 31
Costo de Producción	de diciembre de 2017
Sueldos y cargas sociales	19.615.715
Regalías, servidumbres y cánones	44.146.373
Depreciación de bienes de uso	36.630.188
Transporte y fletes	10.740.195
Honorarios y retribuciones por servicios	12.525.081
Gastos de mantenimiento y remediación	8.089.326
Tratamiento de crudo y gas	17.045.710
Gastos automotores	539.918
Seguros	2.675.913
Gastos de oficina	28.406
Alquileres y expensas	422.833
Gastos de energía y combustibles	679.070
Gastos de viajes	277.330
Total	**153.416.058**

El total de costos operativos y de producción para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2019 fue de $573,2 millones de pesos lo que representó un aumento del 89% en comparación con los $ 303,5 millones de pesos para el período 2018.

El aumento de $269,6 millones durante el ejercicio 2019 en comparación con el año 2018, se explica principalmente por: (i) el aumento en transporte y flete por $154,9 millones de pesos asociados a mayores volúmenes de ventas; (ii)

aumento de gastos en mantenimiento y remediación por $36,6 millones de pesos y; (iii) la suba de $31,3 millones de pesos por honorarios y retribuciones por servicios; (iv) el aumento en servidumbres y cánones por $18,2 millones de pesos y; (v) por la suba de $17,7 millones en sueldos y cargas sociales. El resto del incremento se explica por los aumentos en las líneas de seguros y gastos de oficina entre ambos por $11 millones en comparación con el ejercicio cerrado el 2018.

Para el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020, el total de costos operativos y de producción alcanzó $318,5 millones de pesos. La baja pronunciada se explica principalmente por la línea de transporte y fletes que totalizó $92 millones de pesos, debido a las menores entregas por ventas, al igual que la pronunciada baja en la línea de gastos de mantenimiento y remediación que alcanzaron los $95 millones de pesos producto de la caída en la actividad y el detenimiento de la producción del Yacimiento San Martín.

Gastos de Administración:

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas en base a los Estados Financieros de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas en base a los Estados Contables de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020.

(Valores expresados de pesos)	Período de 9 meses finalizado el	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de	
Gastos de Administración	30/09/20	2019	2018
Sueldos y cargas sociales	32.758.383	38.979.110	18.489.429
Honorarios y retribuciones por servicios	64.220.002	256.293.101	25.802.934
Impuestos y tasas	3.700.311	13.149.718	8.437.031
Seguros	1.482.447	117.839	85.253
Gastos de oficina	4.799.535	8.319.797	4.114.585
Alquileres y expensas	377.701	727.471	647.730
Gastos de viajes	126.730	8.095.237	1.848.223
Otros	43.324	351.757	103.469
Total	**107.508.433**	**326.034.030**	**59.528.654**

(Valores expresados de pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017
Gastos de Administración	
Sueldos y cargas sociales	21.663.125
Depreciación de bienes de uso	164.771
Honorarios y retribuciones por servicios	15.167.428
Impuestos y tasas	2.411.890
Gastos y comisiones bancarias	3.430.932
Seguros	58.610
Gastos de oficina	2.597.299
Alquileres y expensas	1.813.860
Gastos de viajes	606.421
Otros	264.346
Total	**48.178.682**

En total de Gastos de Administración fue de $326,0 millones para el año 2019, reflejando un aumento del 448% en comparación con los $59,5 millones del ejercicio 2018.

El aumento de $266,5 millones de pesos en el total de gastos de administración del año 2019 en comparación con el año 2018 se explica principalmente por: (i) el incremento de $230,5 millones de pesos de la línea de honorarios y retribuciones y; (ii) la suba en sueldos y cargas sociales de $20,5 millones de pesos. El resto del aumento se explica

por los incrementos en: gastos de viajes por $6,2 millones, impuestos y tasas por $4,7 millones de pesos y en gastos de oficina por $4,2 millones de pesos.

El total de gastos de administración para el período de nueve meses al 30 de septiembre 2020 alcanzó $107,5 millones. La caída más pronunciada se verificó en la línea de honorarios y retribuciones por servicios, producto de ahorros que la Emisora implementó frente a la incertidumbre de la pandemia COVID-19.

Valor razonable del pasivo por contraprestación contingente:

Al momento de la adquisición de St. Patrick Oil & Gas S.A. la Emisora se comprometió a realizar pagos trimestrales por un período de hasta 10 años a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta USD 8.82 millones (pasivo por contraprestación contingente). El valor razonable del pasivo por contraprestación contingente en la fecha de adquisición del 7 de junio de 2018 se estimó en USD 5.9 millones ($147,3 millones de pesos argentinos) utilizando el modelo de precios de Black-Scholes basado en una volatilidad de ingresos netos de 61% a 76% y una tasa libre de riesgo de 2.52% a 2,85%, en un plazo de 8,5 años.

Durante 2018 y 2019, la Emisora pagó $12,1 millones de pesos argentinos (USD 340.351) y $49,8 millones de pesos argentinos (USD 1.134.144), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad volvió a medir el valor razonable del pasivo por contraprestación contingente lo que resultó en un ajuste en menos del valor razonable a pagar por $337,0 millones de pesos argentinos. Ver Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Al 30 de septiembre de 2020, la Sociedad volvió a medir el valor razonable del pasivo por contraprestación contingente. Los ingresos netos previstos basados en la actualización mecánica al 30 de septiembre de 2020, preparada internamente del informe de reservas preparado externamente de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019, no exceden los ingresos netos base para trimestres futuros, por lo que no se ha reconocido saldo alguno por esta contraprestación diferida. Ver Nota 25 de los estados financieros al 30 de septiembre de 2020. A la fecha del presente Prospecto no ha habido cambios o modificaciones que informar.

Valor razonable del crédito por contraprestación contingente:

En abril de 2019 perfeccionada la venta del 16,8251% de titularidad en la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura dispuesta por el Arbitraje, el precio se conformó por USD 13,5 millones de precio base más impuestos aplicables a la transacción, y cierta suma contingente a cobrar (crédito por contraprestación contingente). El valor razonable de la contraprestación contingente a cobrar se estimó en USD 3.8 millones utilizando el modelo de precios de Black-Scholes basado en una volatilidad de ingresos netos de 66% a 77% y una tasa libre de riesgo de 2.24 % a 2.51%, en un plazo de 7.7 años.

Durante 2019, la Sociedad cobró $7,3 millones de pesos en concepto de regalías en efectivo de los Socios de UT.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad volvió a medir el valor razonable de la contraprestación contingente a cobrar y concluyó en un ajuste en menos del valor razonable a cobrar por $ 213,3 millones de pesos. Ver Nota 28 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Al 30 de septiembre de 2020, la Sociedad volvió a medir el valor razonable del activo por contraprestación contingente. Los ingresos netos previstos basados en la actualización mecánica al 30 de septiembre de 2020, preparada internamente del informe de reservas preparado externamente de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019, no exceden los ingresos netos base para trimestres futuros, por lo que no se ha reconocido saldo alguno por esta contraprestación diferida. Ver Nota 25 de los estados financieros al 30 de septiembre de 2020. A la fecha del presente Prospecto no ha habido cambios o modificaciones que informar.

Desvalorización de propiedades, planta y equipo y llave de negocio:

Durante el ejercicio 2019 la Emisora detectó indicios de deterioro de valor en los activos asociados a su UGE la Concesión UT Río Cullen - Las Violetas - La Angostura - Tierra del Fuego (la "UGE TDF"). A efectos de la determinación del valor de recupero de los activos, la Emisora se basó en los flujos de fondos descontados mediante la aplicación de una tasa del 14,65% de las reservas probadas más probables del informe de reservas preparado externamente el 31 de diciembre de 2019, por lo que registró una desvalorización en el rubro de propiedades, plantas y equipo por $189,5 millones de pesos y $98,1 millones de pesos de la llave de negocio. Ver Nota 9 - Deterioro de Activos a Largo Plazo y Llave de Negocio, de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Al 30 de septiembre de 2020, la Emisora volvió a identificar indicios de deterioro de valor en relación con la UGE TDF, como consecuencia de la caída de los precios del petróleo ocurrida durante el año, y realizó una comprobación de su valor recuperable menor que el valor en libros por un total de $296,5 millones de pesos por lo que registró dicha desvalorización adicional en el rubro de propiedades, plantas y equipo. El deterioro puede revertirse en períodos futuros si existen indicadores de reversión, como una mejora en las previsiones de precios del petróleo y gas natural. Ver Nota 14- Deterioro de Activos a Largo Plazo, de los estados financieros especiales intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Gastos de exploración y evaluación:

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora contabilizó una pérdida por la baja de un pozo exploratorio en Cerro de los Leones por $ 54,3 millones de pesos. Ver Nota: 7- Activos de Exploración y Evaluación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Al 30 de septiembre de 2020, se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales $8,5 millones de pesos de costos asociados con el pozo abandonado mencionado precedentemente.

Resultados no operativos

Venta de participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la concesión Río Cullen -las Violetas- La Angostura:

En abril de 2019, se perfeccionó la venta de un porcentaje de la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura, que pasó de una participación del 25,7796% a 8,9545%. Por el resultado de la venta la Emisora registró una pérdida de $68,0 millones de pesos. Ver Nota 28- Arbitraje en los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Otro Resultado Integral:

Los efectos de la conversión monetaria para los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, arrojaron una ganancia de $877,6 millones de pesos para el año 2019 en comparación con la ganancia de $482,7 millones de pesos del ejercicio cerrado en el 2018 y $450,6 millones de pesos de ganancia para el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020. En los ejercicios 2019, 2018 y por el período de nueve meses al 30 septiembre 2020 se explica por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera. Dadas la fecha de transición (1 de enero de 2018) y adopción (31 de diciembre de 2018) de las NIIF, no se registraron resultados por este concepto durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2017.

Resultado total integral:

La sumatoria del resultado neto y de otros resultados integrales, resultó en ganancia como resultado total integral para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018. El resultado total integral para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de $468,1 millones de pesos, en comparación con la ganancia de $786,3 millones de pesos para el ejercicio finalizado en 2018 y una pérdida de $ 12,7 millones de pesos para el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020.

Estado de Situación Financiera y Estado de Situación Patrimonial
Activo

(Valores expresados de pesos)	al 30 de septiembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	2018
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, plantas y equipos	1.467.078.790	1.605.999.724	2.104.088.528
Activos de exploración y evaluación	847.408.609	651.836.278	338.737.265
Llave de negocio	-	-	177.422.025
Otros créditos	359.709	101.376	123.121
Cuentas comerciales por cobrar	-	-	15.402.188
Total del activo no corriente	**2.314.847.108**	**2.257.937.378**	**2.635.773.127**
ACTIVO CORRIENTE			
Inventario	78.233.769	61.581.288	-
Cuentas comerciales por cobrar	66.308.097	172.334.285	450.746.078
Otros créditos	194.362.956	162.429.044	84.066.727
Efectivo y equivalentes de efectivo	131.349.222	128.500.036	72.844.236
Total del activo corriente	**470.254.044**	**524.844.653**	**607.657.041**
TOTAL ACTIVO	**2.785.101.152**	**2.782.782.031**	**3.243.430.168**

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre 2017
ACTIVO CORRIENTE	
Caja y Bancos	11.978.768
Inversiones	236.577
Créditos por ventas	26.886.937
Otros créditos	62.712.930
Bienes de Cambio	39.743.579
Total del activo corriente	141.558.791
ACTIVO NO CORRIENTE	
Créditos por ventas	3.809.536
Otros créditos	103.100
Activos intangibles	4.607.388
Bienes de Uso	201.864.628
Total del activo no corriente	210.384.652
TOTAL ACTIVO	**351.943.443**

El total del activo al 31 de diciembre de 2019 alcanzó $2.782,8 millones de pesos, un 14,2% menor a los $3.243,4 millones de pesos registrados al cierre del año 2018. El total del activo se mantuvo casi sin variación al cierre del período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020, alcanzando los $ 2.785,1 millones de pesos en comparación con los $ 2.782,8 millones del ejercicio 2019.

La baja del total del activo en 2019 en comparación con el año 2018, se explica principalmente por la disminución del Activo no corriente por $377,8 millones de pesos, y una disminución de $82,8 millones de pesos en el Activo corriente entre esas mismas fechas, explicado mayoritariamente por la venta de un porcentaje de la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UTE RCLV en el año 2019.

Activo no corriente:

Al 31 de diciembre 2019, el total del activo no corriente ascendía a $2.257,9 millones de pesos, lo que representa una disminución del 14,33% respecto al saldo de $2.635,8 millones de pesos registrado al 31 de diciembre del año 2018. La disminución se debió principalmente al resultado neto entre: (i) la baja registrada en Propiedades, plantas y equipos netos de depreciaciones por $498 millones de pesos; (ii) el aumento de $313,1 millones de pesos en activos de exploración y evaluación y; (iii) la baja en llave de negocio por $177,4 millones de pesos. El total del activo no corriente alcanzó los $2.314,8 millones de pesos para el período al 30 de septiembre de 2020, levemente superior en un 2,5% y en línea con los $2.257,9 millones de pesos del ejercicio 2019, producto de la compensación entre la caída en propiedades planta y equipos por $139 millones de pesos entre el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de septiembre de 2020, y el aumento de $196 millones de pesos en activos de exploración y evaluación entre esas mismas fechas.

Propiedades, planta y equipos:

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo durante el ejercicio 2019 partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2018.

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obras en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2018	**2.334.813.617**	**137.914.472**	**5.670.996**	**54.086.729**	**2.532.485.814**
Diferencias de conversión	885.528.151	141.455.876	4.417.139	30.639.945	1.062.041.111
Altas	94.157.768	268.225.016	4.182.506	3.994.025	370.559.315
Transferencias	167.035.809	(167.035.809)	-	-	-
Bajas	(1.393.520.147)	(43.822.191)	(1.017.159)	(17.764.642)	(1.456.124.139)
Valor al 31/12/2019	**2.088.015.198**	**336.737.364**	**13.253.482**	**70.956.057**	**2.508.962.101**
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2018	(423.596.142)	-	(2.187.166)	(2.613.978)	(428.397.286)
Diferencias de conversión	(227.899.373)	-	(1.845.619)	(8.268.922)	(238.013.914)
Bajas	458.401.127	-	291.831	318.042	459.011.000
Del ejercicio	(496.033.116)	-	(2.933.487)	(7.079.332)	(506.045.935)
Acumulada al 31/12/2019	**(689.127.504)**	-	**(6.674.441)**	**(17.644.190)**	**(713.446.135)**
Previsión por desvalorización (*)	(189.516.242)	-	-	-	(189.516.242)
Neto resultante al 31/12/2019	**1.209.371.452**	**336.737.364**	**6.579.041**	**53.311.867**	**1.605.999.724**

(*) Incluye $(239.216.840) de valor de origen y $49.700.598 de amortización acumulada.

La baja neta de $498 millones de pesos registrada durante el año 2019 en Propiedades, plantas y equipos en comparación con el saldo del rubro al 31 de diciembre de 2018, incluye los efectos de: (i) baja de $997 millones de pesos por la venta de un % de la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura, que pasó de una participación del 25,7796% a 8,9545%; (ii) altas del ejercicio por $371 millones de pesos; (iii) diferencias de conversión por $824 millones de pesos: (iv) la constitución de la previsión por desvalorización de activos de largo plazo por $189,5 millones de pesos; (v) y la depreciación del ejercicio por $506 millones de pesos.

Ver Nota 6 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en pesos argentinos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2018	2.104.088.528
Baja por Venta de participación	(997.113.139)
Altas del ejercicio	370.559.315
Diferencias de conversión	824.027.197
Previsión por desvalorización	(189.516.242)
Depreciación del ejercicio	(506.045.935)
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2019	1.605.999.724

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo por el período de nueve meses al 30 de septiembre de 2020 de acuerdo a los estados financieros especiales intermedios a esa fecha partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2019.

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2019	2.088.015.198	336.737.364	13.253.482	70.956.057	2.508.962.101
Diferencias de conversión	574.518.470	92.922.799	3.714.941	19.364.620	690.520.830
Altas	-	40.883.291	428.066	-	41.311.357
Transferencias	8.250.044	(8.250.044)	-	-	-
Bajas	(58.621)	-	-	-	(58.621)
Valor al 30/09/2020	**2.670.725.091**	**462.293.410**	**17.396.489**	**90.320.677**	**3.240.735.667**
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2019	(689.127.504)	-	(6.674.441)	(17.644.190)	(713.446.135)
Diferencias de conversión	(228.298.441)	-	(2.120.128)	(5.651.904)	(236.070.473)
Bajas	-	-	-	-	-
Del ejercicio	(277.602.372)	-	(2.330.381)	(6.461.100)	(286.393.853)
Acumulada al 30/09/2020	**(1.195.028.317)**	**-**	**(11.124.950)**	**(29.757.194)**	**(1.235.910.461)**
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2019	(189.516.242)	-	-	-	(189.516.242)
Diferencias de conversión	(51.720.883)	-	-	-	(51.720.883)
Altas	(296.509.291)	-	-	-	(296.509.291)
Acumulada al 30/09/2020(*)	**(537.746.416)**	**-**	**-**	**-**	**(537.746.416)**
Neto resultante al 30/09/2020	**937.950.358**	**462.293.410**	**6.271.539**	**60.563.483**	**1.467.078.790**

(*) Incluye $(783.848.521) de valor de origen y $246.102.105 de amortización acumulada.

Ver Nota 12 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros especiales intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en pesos argentinos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2019	1.605.999.724
Altas del ejercicio	41.311.357
Bajas del ejercicio	(58.621)
Diferencias de conversión	402.729.474
Previsión por desvalorización	(296.509.291)
Depreciación del ejercicio	(286.393.853)
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 30/09/2020	1.467.078.790

Activos de Exploración y evaluación:

El total de activos de exploración y evaluación registró un aumento neto de $ 313,1 millones de pesos entre el saldo registrado al 31 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2018. El aumento neto incluye: (i) altas por $165,3 millones de pesos; y (ii) diferencias de conversión por $202 millones de pesos; ambos aumentos fueron compensados parcialmente por (iii) una disminución por $ 54 millones de pesos asociada a la baja de un pozo exploratorio.

Ciertos activos en el área Cerro de Los Leones se encuentran previsionados por un valor de $150,9 millones de pesos en función a la incertidumbre en la viabilidad comercial de pozos exploratorios y sísmica 3D realizada en dicha zona. El valor recuperable sobre el resto de los activos de exploración y evaluación supera el valor. Ver Nota 7- Activos de exploración y evaluación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

El valor inicial al 30 de septiembre de 2020 por $651,8 millones de pesos es neto de la previsión por desvalorización de activos por $192,0 millones de pesos en función a la a la incertidumbre en la viabilidad comercial de pozos exploratorios y sísmica 3D realizada en dicha zona. Ver Nota 13 de los estados financieros al 30 de septiembre de 2020. El valor recuperable sobre el resto de los activos de exploración y evaluación supera el valor registrado. Al 30 de septiembre de 2020, se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales $8,5 millones de pesos de costos asociados con el pozo abandonado.

Activos de Evaluación y Exploración

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre	
	2019	2018
Valor al inicio	338.737.265	111.542.315
Diferencias de conversión	202.136.406	115.266.002
Altas	165.310.856	111.928.948
Bajas	(54.348.249)	-
Valor al cierre	**651.836.278**	**338.737.265**

Activos de Evaluación y Exploración	30/09/2020
Valor al inicio	651.836.278
Diferencias de conversión	181.472.239
Altas	22.631.603
Bajas	(8.531.511)
Valor al cierre	**847.408.609**

Llave de negocio:

El valor llave se originó con la compra que realizó la Emisora en el año 2018 de St. Patrick Oil & Gas S.A. y representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor de mercado de los activos netos de St. Patrick Oil & Gas S.A. al porcentaje de participación.

Durante el año 2019 la Emisora vendió un % de la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura, que pasó de una participación del 25,7796% a 8,9545%, por lo que la Emisora registró la baja proporcional a la venta del saldo en la línea llave de negocio por $136,0 millones. Adicionalmente reconoció un aumento por diferencias de conversión por $56,7 millones y registró una previsión por desvalorización por $98,1 millones de pesos, lo que determinó el saldo en cero de la línea llave de negocio para el cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2019. Ver Notas 8 y 9.2 – Llave de Negocio y Deterioro de Activos de Largo Plazo – Llave de Negocio, de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Activo Corriente

El total del activo corriente al 31 de diciembre de 2019 ascendía a $ 524,8 millones de pesos, lo que representó una caída del 13,6% en comparación con los $607,7 millones de pesos al 31 de diciembre de 2018. Al 30 de septiembre de 2020, el total del activo corriente asciende a $470,3 millones de pesos lo que refleja una caída del 10,4% en

comparación con las cifras del 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a un menor saldo en créditos por comerciales por cobrar.

La baja neta en el 2019 por $83 millones de pesos en relación al ejercicio 2018 se explica por: (i) la disminución en los saldos comerciales de las cuentas por cobrar de $278,4 millones; compensada parcialmente por los aumentos en (ii) inventarios por $ 61,6 millones de pesos; (iii) aumento en otros créditos por $ 78,4 millones de pesos y (iv) la suba de $55,7 millones de pesos por mayores saldos de efectivo y en cuentas bancarias de la Emisora al 31 de diciembre de 2019.

Pasivo

(Valores expresados de pesos)	al 30 de septiembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	2018
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Deudas comerciales y otros pasivos	-	-	175.294.595
Pasivo por impuesto diferido	40.276.101	151.966.468	233.797.307
Pasivo por arrendamiento	56.152.644	46.663.342	42.967.412
Deudas financieras	-	-	552.085.666
Pasivo por abandono de pozos	482.230.701	374.680.644	257.670.339
Total del pasivo no corriente	**578.659.446**	**573.310.454**	**1.261.815.319**
PASIVO CORRIENTE			
Deudas comerciales y otros pasivos	188.699.296	225.501.171	397.637.113
Impuesto a las ganancias a pagar	97.110.502	189.958.973	203.555.478
Pasivo por arrendamiento	12.719.013	10.253.288	8.779.124
Pasivo por abandono de pozos	19.394.057	15.065.210	6.768.809
Deudas financieras	132.489.940	-	64.090.000
Total del pasivo corriente	**450.412.808**	**440.778.642**	**680.830.524**
TOTAL PASIVO	**1.029.072.254**	**1.014.089.096**	**1.942.645.843**

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre 2017
PASIVO CORRIENTE	
Cuentas por pagar	28.711.456
Préstamos	15.327.058
Remuneraciones y Cargas Sociales	2.172.911
Cargas Fiscales	5.594.325
Otros pasivos	7.916.971
Total del pasivo corriente	59.722.721
PASIVO NO CORRIENTE	
Otros pasivos	12.869.765
Total del pasivo no corriente	12.869.765
TOTAL PASIVO	72.592.486

El total del pasivo al 31 de diciembre de 2019 alcanzó $1.014,1 millones de pesos, lo que representa un 47,8% menor a los $1.942,6 millones de pesos registrados al cierre del año 2018. El total del pasivo al cierre del período de nueve meses al 30 de septiembre del 2020, se mantuvo prácticamente sin variaciones con respecto al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019 la Emisora no tenía deudas por préstamos bancarios, mientras que al 30 de septiembre de 2020 el total de préstamos bancarios ascendía a $ 132,5 millones de pesos dentro del pasivo corriente.

La baja del total del pasivo en 2019 en comparación con el año 2018, se explica principalmente por la disminución del Pasivo no corriente por $688,5 millones de pesos, y una disminución de $240,1 millones de pesos en el pasivo corriente entre esas mismas fechas.

Pasivo no Corriente:

La disminución del pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2019 en comparación con los saldos al cierre del ejercicio 2018 es explicado mayoritariamente por: (i) la cancelación de deudas financieras por $552,1 millones de pesos, (ii) cancelación de deudas comerciales y otros pasivos por $175,3 millones de pesos y; (iii) baja del impuesto diferido por $81,8 millones de pesos; compensados parcialmente por un aumento de $117 millones de pesos del pasivo por abandono de pozos al 31 de diciembre de 2019.

.
Al 30 de septiembre de 2020, el total del pasivo no corriente por $578,7 millones de pesos se mantuvo en línea con los $573,3 millones de pesos para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2019, producto de la compensación entre: (i) las baja del impuesto diferido por $111,7 ($40,3 millones de pesos en comparación con los $152 millones de pesos); (ii) la suba del 28,7% en el pasivo por abandono de pozos que totalizó $482 millones de pesos, en comparación con los $ 374,7 millones al 2019; y (iii) el aumento de $9,5 millones de pesos en pasivos por arrendamiento.

Deudas Financieras no corrientes:

Al 31 de diciembre de 2019 la Emisora no poseía préstamos financieros y/o bancarios. El saldo de deudas financieras no corrientes al 31 de diciembre de 2018 por $552,1 millones de pesos, corresponde al préstamo que la Emisora obtuvo de su controlante, Crown Point Energy Inc. por un monto de USD 14.341.360 con vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Los fondos del préstamo fueron aplicados para la compra que la Emisora hizo de St. Patrick Oil & Gas S,A, en el 2018. El préstamo fue cancelado durante el ejercicio 2019. Ver Nota 18- Deudas Financieras en los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Pasivo por impuesto diferido no corriente:

El saldo por impuesto diferido no corriente al 31 de diciembre de 2019 muestra una caída de $82 millones de pesos en comparación con saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2108. Esta variación neta se explica por: (i) una baja de $38,7 millones de pesos en las partidas del activo; más que compensadas por la (ii) disminución de $ 43,8 millones de pesos en partidas del pasivo y; (iii) el efecto de $ 76,6 millones de pesos del ajuste por inflación impositivo.

Pasivo Corriente

El saldo del pasivo corriente al 31 de diciembre de 2019 fue de $440,8 millones de pesos, y refleja una disminución del 35,3% en comparación con el total del rubro por $ 680,8 millones de pesos al cierre del ejercicio 2018.

La baja neta del pasivo corriente por $240,1 millones de pesos del año 2019 en comparación con el ejercicio 2018, se debe principalmente a: (i) la baja de $172,1 millones en las deudas comerciales y otros pasivos; y (ii) por cancelación de préstamo bancario por $1,7 millones de dólares equivalentes a $64,1 millones de pesos argentinos. Asimismo, disminuyó el saldo de impuesto a las ganancias por pagar en $13,6 millones de pesos y se registraron aumentos en el pasivo por abandono de pozo por $8,3 millones de pesos y de $1,5 millones de pesos en deudas por arrendamientos respectivamente.

Al 30 de septiembre de 2020, el total del pasivo corriente fue $450,4 millones de pesos levemente superior en un 2,1% a los $440,8 millones de pesos para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2019, producto de la compensación entre: (i) las bajas del impuesto a las ganancias a pagar por $93 millones de pesos y por $36,8 millones

de pesos en deudas comerciales y otros pasivos y, (ii) el aumento deudas financieras por $ 132,5 millones de pesos al 30 de septiembre de 2020.

Patrimonio Neto

En el siguiente cuadro se muestra la composición del patrimonio neto de la Emisora al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 01 de enero de 2018 (fecha de transición a normas NIIF), según surgen de los estados financieros de la Emisora bajo normas NIIF.

(Valores expresados en pesos argentinos)

Patrimonio Neto Consolidado	Atribuible a los accionistas de la Sociedad						
	Aportes de los accionistas Capital Social	Resultados acumulados					
		Ganancias reservadas					
Detalle de saldos y cambios	Capital Suscripto	Reserva especial (i)	Otro resultado integral	Resultados no asignados	Total	Participación no controladora	Total
Saldos al 1° de enero de 2018	**353.534.403**	**222.162.648**	**-**	**(74.183.446)**	**501.513.605**	**-**	**501.513.605**
Aumento de participación no controladora	-	-	-	-	-	16.981.739	16.981.739
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	(3.979.257)	(3.979.257)
Resultado del ejercicio	-	-	-	302.021.557	302.021.557	1.506.258	303.527.815
Otros resultados integrales	-	-	361.175.719	111.131.680	472.307.399	10.433.024	482.740.423
Saldos al 31 de diciembre de 2018	**353.534.403**	**222.162.648**	**361.175.719**	**338.969.791**	**1.275.842.561**	**24.941.764**	**1.300.784.325**
Disposición de la Asamblea General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2019:							
Asignación de utilidades 2018 a honorarios síndico	-	-	-	(219.103)	(219.103)	-	(219.103)
Resultado del ejercicio	-	-	-	(395.814.238)	(395.814.238)	(13.663.335)	(409.477.573)
Otros resultados integrales	-	-	423.693.846	436.890.174	860.584.020	17.021.266	877.605.286
Saldos al 31 de diciembre de 2019	**353.534.403**	**222.162.648**	**784.869.565**	**379.826.624**	**1.740.393.240**	**28.299.695**	**1.768.692.935**

(i) Corresponde a la Resolución General 609/12 de la CNV. Ver Nota 2.13.3 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019

El siguiente cuadro muestra la reconciliación del Patrimonio Neto al 01 de enero de 2018bajo normas NCPA con NIIF al 31 de diciembre de 2018.

Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre de 2018 y 1 de enero de 2018

	31/12/2018	1/1/2018
Patrimonio neto según normas anteriores	**1.285.627.049**	**279.350.957**
Valuación de inventario	(10.927.900)	(17.727.469)
Valuación de propiedades, plantas y equipos y activos de Exploración y Evaluación	98.163.072	277.014.489
Llave del negocio	(90.863.866)	-
Otros pasivos - Pasivo por contraprestación contingente	(27.200.395)	-
Efecto impositivo de ajustes NIIF	45.986.365	(37.124.372)
Patrimonio Neto según NIIF	**1.300.784.325**	**501.513.605**

Ver Nota 2.2.1.1. de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019.

En el siguiente cuadro se muestra la composición del patrimonio neto de la Emisora al 30 de septiembre de 2020.
(Valores expresados en pesos argentinos)

Patrimonio	Aportes de los accionistas	Resultados acumulados						
		Ganancias reservadas						
Detalle de saldos y cambios	Capital Suscripto	Prima de fusion	Reserva especial [1]	Otro resultado integral	Resultados no asignados	Total	Participación no controladora	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2019	353.534.403	-	222.162.648	784.869.565	379.826.624	1.740.393.240	28.299.695,00	1.768.692.935
Fusión St. Patrick	6.045.241	22.807.753	-	-	(553.299)	28.299.695	(28.299.695,00)	-
Resultado del período	-	-	-	-	(463.277.245)	(463.277.245)	-	(463.277.245)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria	-	-	-	311.288.656	139.324.552	450.613.208	-	450.613.208
Saldos al 30 de septiembre de 2020	**359.579.644**	**22.807.753**	**222.162.648**	**1.096.158.221**	**55.320.632**	**1.756.028.898**	**-**	**1.756.028.898**

(1) Corresponde a la Resolución General 609/12 de la CNV. Nota 2.10.3 de los Estados Financieros al 30 de septiembre de 2020

Factores significativos:

Regulatorios: el 18 de mayo el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 488/2020 estableciendo un precio sostén en el mercado doméstico, que fijó en $45 dólares por Barril Criollo para el tipo de crudo 34°API Medanito estableciendo la línea comparativa de precios con otros crudos de diferentes grados, calidades, o condiciones tales como puerto de exportación y mercado local. La medida no es retroactiva y está sujeta a revisiones trimestrales siempre y cuando el Brent no exceda los $45 dólares por 10 (diez) días seguidos. El decreto también eliminaba los impuestos de exportación para el petróleo, siempre y cuando se cumpla la condición de precio y tiempo detallada, también insta a las refinerías a comprar el stock de los productores domésticos. Las compañías que vendan bajo el decreto están sujetas a restricciones de tipo de cambio fijadas por el mercado. El Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020 por cumplirse lo establecido en el artículo 7 del Decreto 488/2020, al verificarse durante 10 días corridos un precio de cotización para el Brent en el mercado de futuros superior a los $45 dólares por barril. Junto con la derogación del decreto, se restableció el impuesto a la exportación sobre las ventas de petróleo crudo. La tasa del impuesto a la exportación se determina mediante una fórmula basada en el precio del petróleo Brent, que va desde el 0% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a $ 45 dólares por barril hasta un máximo del 8% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a más de $ 60 dólares por barril.

Respecto de la producción de petróleo, puede (1) almacenarse y luego enviarse para su venta al mercado nacional y/o intermediarios internacionales para la exportación o (2) transportarse en camiones y venderse a Chile. La venta de petróleo crudo transportado por barco desde Tierra Del Fuego puede verse afectada por envíos intermitentes debido a los niveles de almacenamiento y las condiciones climáticas y/o por restricciones de entrega que surjan como resultado de las actividades de reparación y mantenimiento en la terminal de envío. Los volúmenes de ventas de petróleo y LGN pueden incluir tanto los volúmenes previamente inventariados como la producción del período corriente o actual. Precios de commodities: durante el primer trimestre de 2020, los precios de referencia del petróleo crudo disminuyeron sustancialmente debido a: (i) una caída en la demanda mundial de crudo provocada por el impacto del virus COVID-19 en la economía mundial y (ii) las dificultades que atravesaron las negociaciones entre los socios de la OPEP y no OPEP con respecto a los recortes de producción propuestos. El petróleo de las concesiones de Tierra Del Fuego se vende a Brent descontado. La combinación de factores mencionados afectó los ingresos por ventas de la Emisora que recibió en promedio US$39 por barril durante los nueve primeros meses del año 2020.

En cuanto al gas, la Emisora vende su producción a ambos consumidores, residenciales e industriales. Durante los nueve meses de 2020 la empresa recibió un promedio de $2.23 dólares por mcf por su venta de gas, vendido en su mayoría al mercado industrial. Históricamente, las ventas al mercado residencial tenían un precio más bajo que las ventas al mercado industrial, sin embargo, durante 2019, la producción de gas no convencional de otras empresas aumentó drásticamente y este aumento en la producción, junto con la falta de demanda debido a la recesión económica, redujo considerablemente el precio del gas en el mercado industrial.
Deterioro de los activos a largo plazo

Al 30 de septiembre de 2020, la Emisora identificó indicios de deterioro de valor en relación con su UGE correspondiente a la UT Río Cullen - Las Violetas - La Angostura - Tierra del Fuego, (la "UGE TDF"), al 30 de septiembre de 2020 y realizó una comprobación de su valor recuperable menor que el valor en libros por un total de $296,5 millones de pesos por lo que registró dicha desvalorización en los rubros de propiedades plantas y equipo. El deterioro puede revertirse en períodos futuros si existen indicadores de reversión, como una mejora en las previsiones de precios del petróleo y gas natural.

Ver nota 14 de los estados financieros especiales intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Devaluación: La Emisora está expuesta al riesgo de fluctuación del tipo de cambio por las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional. Dado que la moneda funcional es el dólar estadounidense, el objetivo de la Sociedad es reducir el riesgo asociado a las fluctuaciones cambiarias de otras monedas (básicamente, el peso argentino) respecto del dólar estadounidense.

La exposición al peso argentino fue de $0,8 millones de dólares (pasivo); $10 millones de dólares (pasivo); $0,6 millones de dólares activo y $0,2 millones de dólares (pasivo) al 31 de diciembre de 2019, al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de septiembre de 2020 respectivamente. La Sociedad se basó en cálculos e información interna de la Sociedad, por tal motivo dichos importes no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, los Estados Financieros Intermedios Especiales al 30 de septiembre de 2020, y los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, según corresponda.

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020 y sólo se incorporan a efectos informativos.

	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Posición neta Activa (Pasiva) en pesos argentinos	(18.623.626)	(49.030.602)	(378.486.026)
Tipo de cambio de cierre del ejercicio	76,18	59,89	37,70
Efecto de la sensibilidad (devaluación del peso)	(1.863.896)	(4.923.961)	(38.401.504)
Sensibilidad aplicada	10%	10%	10%
Posición neta Activa (Pasiva) en dólares	(244.487)	(818.995)	(10.052.750)

	31/12/2017
Posición neta Activa (Pasiva) en pesos argentinos	10.466.924
Tipo de cambio de cierre del ejercicio	18,55
Efecto de la sensibilidad (devaluación del peso)	1.046.692
Sensibilidad aplicada	10%
Posición neta Activa (Pasiva) en dólares	564.285

Para el armado de cuadro precedente se consideró la posición neta entre activos y pasivos en dólares al 31 de diciembre de 2019, al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de septiembre de 2020.

Para el armado del detalle y composición abajo expuestos, la Sociedad se basó en cálculos e información interna, por lo cual las cifras e importes no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, los Estados Financieros Intermedios Especiales al 30 de septiembre de 2020, y los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, según corresponda.

Composición de la posición neta Activa (Pasiva) en dólares:

Detalle de activos y pasivos en USD

	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Efectivo y equivalente de efectivo	1.306.255	958.295	1.852.967
Cuentas por cobrar comerciales	277.603	645.349	1.430.043
Otros créditos	2.283.796	2.658.264	2.165.898
Otros créditos no corrientes	4.731	1.693	3.270
Deudas comerciales y otras deudas	(1.146.673)	(1.909.569)	(2.666.878)
Deudas financieras ARS	(1.695.353)	-	-
Impuesto a las ganancias a pagar	(1.274.846)	(3.173.027)	(5.406.520)
Deudas sociales	-	-	-
Pasivo por impuesto diferido	-	-	(7.431.530)
Posición neta Activa (Pasiva)	(244.487)	(818.995)	(10.052.750)

Detalle de activos y pasivos en USD

	31/12/2017
Efectivo y equivalente de efectivo	619.140
Cuentas por cobrar comerciales	221.539
Otros créditos	1.592.460
Otros créditos no corrientes	5.380
Deudas comerciales y otras deudas	(1.117.707)
Deudas financieras ARS	(351.172)
Impuesto a las ganancias a pagar	(291.958)
Deudas sociales	(113.397)
Pasivo por impuesto diferido	-
Posición neta Activa (Pasiva)	564.285

.

La Sociedad no poseía al 31 de diciembre de 2019, al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 ni al 30 de septiembre de 2020, instrumentos financieros derivados contra las fluctuaciones del tipo de cambio.

Liquidez y Recursos de Capital

Liquidez

El enfoque de la Sociedad para administrar el riesgo de liquidez es asegurar que tendrá suficiente liquidez para cumplir con sus pasivos a su vencimiento. La Gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurarse que haya suficiente efectivo e instrumentos financieros líquidos para alcanzar las necesidades operacionales y financieras de la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2019 la Sociedad presenta un capital de trabajo de $ 84,1 millones de pesos que incluye $ 463,3 millones de pesos de activos financieros compuestos de efectivo, cuentas comerciales por cobrar y otros créditos y $ 415,5 millones de pesos de pasivos financieros compuestos por cuentas comerciales y otros pasivos, impuesto a las ganancias a pagar y la porción corriente de los pasivos por arrendamiento con un vencimiento contractual de menos de un año.

Préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

Al 31 de diciembre de 2019 la Sociedad no tenía préstamos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2018 la Sociedad tenía préstamos bancarios por $ 64,1 millones de pesos clasificados como pasivo corriente con vencimiento menor a 1 año. El saldo de deudas financieras no corrientes al 31 de diciembre de 2018 por $552,1 millones de pesos, corresponde al préstamo que la Emisora obtuvo de su controlante, Crown Point Energy Inc. por un monto de USD 14.341.360 con vencimiento el 31 de diciembre de 2021, que fueron aplicados para

pagar la compra que la Emisora hizo de St. Patrick Oil & Gas S.A. en el 2018. El préstamo fue cancelado durante el ejercicio 2019. Ver Nota 18- Deudas Financieras en los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2017 la Emisora tenía préstamos bancarios por $ 15,3 millones de pesos clasificados como pasivo corriente con vencimiento menor a 1 año.

Detalle de los pasivos financieros de la Emisora agrupados según fechas de vencimiento, considerando el período restante de la fecha del estado de situación financiera hasta su fecha de vencimiento contractual. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018, 2017 y el período de 9 meses al 30 de septiembre de 2020.

Los pasivos financieros incluyen: de la Emisora: deudas comerciales y otros pasivos, y deudas financieras que incluyen los préstamos bancarios y los que la Emisora mantuvo con su controlante (Crown Point Energy Inc.).

Los importes incluidos en los siguientes cuadros para las líneas de deudas comerciales y otros pasivos no incluyen las deudas fiscales.

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas de acuerdo a NIIF. Las cifras e información correspondiente al 31 de diciembre de 2017 no se incluyen dado que de acuerdo a NCPA no es requerida.

(Valores expresados en pesos argentinos)

Al 31/12/2018	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	234.110.618	-	-	234.110.618
Deudas financieras	64.090.000	552.085.666	-	616.175.666
Total	298.200.618	552.085.666	0	850.286.284

Al 31/12/2019	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	169.694.992	-	-	169.694.992
Deudas financieras	-	-	-	-
Total	169.694.992	-	-	169.694.992

Al 30/09/2020	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	149.194.703	-	-	149.194.703
Deudas financieras	132.489.940	-	-	132.489.940
Total	281.684.643	-	-	281.684.643

Las cifras de los cuadros abajo incluidos fueron elaboradas por la Sociedad en base a cálculos e información interna, por lo cual las cifras e importes incluidos en los cuadros no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, y los Estados Financieros Intermedios Especiales al 30 de septiembre de 2020, según corresponda.

Detalle deudas comerciales y otros pasivos	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Proveedores comunes	139.608.694	156.355.281	194.584.398
Sociedad relacionada	0	0	1.809.600
Sociedad controlante	9.248.203	7.283.111	4.595.031
Otras deudas consorcistas	337.806	6.056.600	33.121.589
Deudas comerciales y otros pasivos	**149.194.703**	**169.694.992**	**234.110.618**

Detalle deudas financieras	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Préstamo CPE Inc.	0	0	552.085.666
Préstamo Banco Macro	0	0	64.090.000
Préstamos Banco HSBC	36.195.967	0	0
Préstamos Banco Hipotecario	96.293.973	0	0
Deudas financieras	**132.489.940**	**0**	**616.175.666**

Recursos de Capital

El objetivo de la Sociedad ha sido mantener su base de capital a fin de sustentar el desarrollo futuro del negocio.

La Sociedad considera que su estructura de capital incluye el patrimonio, el capital de trabajo y las deudas financieras. La Sociedad gestiona su estructura de capital y efectúa ajustes, en la media de su capacidad, a la luz de los cambios producidos en las condiciones económicas y las características de los activos subyacentes de petróleo y gas natural en términos de riesgo. A fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede entre otras acciones, ajustar su gasto de capital para gestionar los niveles de deuda, vigentes y proyectados, ceder una parte de sus activos exploratorios, emitir deuda bajo la forma de obligaciones negociables y otros valores representativos de deuda con o sin oferta pública, obtener nuevas líneas de crédito además de otras acciones de emisión de capital que podría realizar su sociedad controlante.

La Sociedad revisa periódicamente su estructura de capital en relación con sus presupuestos de exploración y desarrollo y busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con sus compromisos exploratorios.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio considerando la industria y los mercados en los que opera. El índice anual de deuda / patrimonio total (donde “deuda” comprende todos los préstamos financieros y “patrimonio” es la suma de los préstamos financieros y el patrimonio) es 0% al 31 de diciembre de 2019 en comparación con 30% al 31 de diciembre de 2018, y 0,06% al 30 de septiembre de 2020. La Emisora monitorea su capital sobre la base de la ratio de apalancamiento. Esta ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Las ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2019, 2018, y al 30 de septiembre de 2020 fueron los siguientes:

Ratio de apalancamiento

Detalle	30/09/2020	31/12/2019	31/12/2018
Total préstamos	132.489.940	-	616.175.666
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	131.349.222	-	72.844.236
Deuda Neta	1.140.718	-	543.331.430
Capital Total	1.757.169.616	1.740.393.240	1.819.173.991
Ratio de apalancamiento	0,06%	0%	30%

La ratio de apalancamiento al 31 de diciembre de 2017 fue el siguiente:

Ratio de apalancamiento

Detalle	**31/12/2017**
Total préstamos	15.327.058
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	12.215.345
Deuda Neta	3.111.713
Capital Total	282.462.670
Ratio de apalancamiento	1%

Esta ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Las cifras e información al 30 de septiembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 fueron preparadas de acuerdo a NIIF. Las cifras e información al 31 de diciembre de 2017 fueron preparadas de acuerdo a NCPA. En virtud de lo descripto, las cifras al 31 de diciembre de 2017 no resultan comparables con las cifras correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, ni con las cifras al 30 de septiembre de 2020 y sólo se incorporan a efectos informativos. Asimismo, las cifras e importes al 31 de diciembre de 2017 no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017 dado que de acuerdo a NCPA esta información no es requerida.

Información sobre tendencias

El 97 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020, provino de ventas al mercado industrial. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. Todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2020 fueron por exportaciones, de las cuales el 96% corresponde a 3 clientes.

El 80% de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en 2019 provino de ventas al mercado industrial (2018 - 93% de ventas al mercado industrial). El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. Todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en 2019 fueron por exportaciones a un único cliente (2018 - ventas de exportación a tres clientes).

Los datos incluidos en los siguientes cuadros incluyen información elaborada por la Emisora en base sus propios registros y que no surge de los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ni de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, y al 31 de diciembre de 2019.

Información de las principales variables de la Emisora detalle por producto:

Los siguientes cuadros, incluyen información sobre producción, promedios, precios, ratios, índices y otra información operativa basada en cálculos e información interna de la Sociedad para los años 2015 a 2019 inclusive.

Para los años 2017, 2018 y 2019 las cifras contenidas en dichos cuadros no pueden ser comparadas/cotejadas con los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, y los Estados Contables al 31 de diciembre de 2017, según corresponda.

La información para los años 2015 y 2016 se incluye a efectos informativos y no puede ser comparada o cotejada con los Estados Contables de los años indicados.

El siguiente cuadro muestra en detalle la producción total anual y promedio diario de barriles de petróleo, NGL y Gas (mcf -millones de pies cúbicos) de los últimos 5 años:

Producción	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Total Petróleo (barriles)	79.102	76.621	101.521	520.240	638.330
Total LPG (barriles)	6.536	9.340	7.909	5.691	3.692
Total Gas (mcf)	534.190	506.112	2.200.111	3.083.719	2.628.876
Total Boes	**129.064**	**170.313**	**366.685**	**1.039.884**	**1.080.168**
Petróleo (barriles /día)	217	209	278	1.425	1.749
LPG (barriles /día)	18	26	22	16	10
Gas (mcf /día)	1.468	1.383	6.028	8.449	7.202
Total Boes/día	**354**	**465**	**1.005**	**2.849**	**2.959**

El siguiente cuadro muestra en detalle el volumen de ventas total anual y promedio diario de barriles de petróleo, NGL y Gas (mcf) de los 5 últimos años:

Total Volumen Vendido	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Petróleo (barriles)	74.845	83.828	73.641	576.251	573.046
LPG (barriles)	6.617	9.549	7.927	5.681	3.560
Natural gas (Mcf)	2.691.313	2.520.904	2.200.111	3.083.719	2.628.876
Total Boes	**530.013**	**513.527**	**448.253**	**1.095.885**	**1.014.753**

Volumen Promedio Vendido	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Petróleo barriles/día	205	229	202	1.579	1.570
LPG barriles/día	18	26	22	16	10
Gas mcf /día	7.373	6.888	6.028	8.449	7.202
Total Boes/día	1.452	1.403	1.228	3.002	2.780

El siguiente cuadro muestra el detalle el precio promedio de venta por BOE para los últimos 5 años expresado en dólares estadounidenses:

Precio promedio (expresado en US$)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Petróleo (US$/Barril)	69,83	56,25	47,73	60,42	55,35
Gas (US$/Mcf)	3,65	3,62	4,24	4,46	3,58
LPG (US$/Bbl)	15,82	17,97	17,36	16,23	17,19
Total ingresos por Boe	28,57	27,29	28,97	44,41	40,60

El siguiente cuadro muestra el detalle de ventas de petróleo, gas y LPG, y exportaciones de petróleo para los últimos 5 años expresadas en dólares estadounidenses:

Total Ingresos por Ventas (usd)	2015	2016	2017	2018	2019
Petróleo	5.226.621	4.715.527	3.515.123	34.817.624	31.720.649
LPG	104.656	171.583	137.573	92.184	61.208
Gas	9.811.385	9.128.348	9.334.125	13.757.434	9.416.179
Total	15.142.662	14.015.458	12.986.821	48.667.242	41.198.036
Exportaciones Petróleo	0	0	0	34.817.624	31.720.649
% Exportaciones sobre total de ventas	0%	0%	0%	72%	77%

Evolución de las principales variables desde el cierre de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre 2019 hasta el 30 de septiembre de 2020. La Sociedad comenzó a exportar a partir del 2018, anteriormente las ventas de petróleo fueron en el mercado local.

Operaciones:

Concesiones Tierra Del Fuego - Concesión La Angostura: la producción de Yacimiento San Martín fue detenida el 24 de marzo de 2020 cuando la Planta ENAP ubicada en San Gregorio, Provincia de Magallanes, Chile, fue cerrada debido a un brote de COVID-19 y al cierre de fronteras entre Argentina y Chile. El Yacimiento San Martín permaneció cerrado durante el segundo trimestre debido a la reparación de la boya de YPF en Cruz del Sur y al cierre fronterizo de Argentina-Chile debido a la pandemia COVID-19. La reparación de la Terminal Cruz del Sur se completó a inicios de agosto 2020, quedando operativa a fines de ese mes, cuando la compañía volvió a exportar.

Dada la incertidumbre actual resulta imposible predecir cuándo las fronteras con Chile serán abiertas. Antes del cierre de producción en marzo 2020 el Yacimiento San Martín tenía una producción promedio de 1600 bbls/día (producción neta 556 bbls/día). En septiembre 2020 se reactivaron los envíos a la Terminal Cruz del Sur para almacenamiento y venta. En la Concesión Las Violetas la producción del yacimiento no sufrió interrupciones, las perforaciones y trabajos de reparación de pozos gasíferos fueron reprogramados y en la Concesión Rio Cullen la producción del yacimiento fue detenida el 24 de marzo debido a la reducción de precios de los commodities.

Inversión:

La inversión de capital para el año fiscal 2020 está fijada en $0,7 millones de dólares para Tierra Del Fuego con base en los gastos asignados a las actividades de reparaciones y mejoras. Tanto ciertas inversiones para la participación en Tierra del Fuego como para la operación de la empresa en Cerro de Los Leones han sido diferidas a 2021 debido a las consecuencias del impacto del COVID-19 en las economías mundial y argentina donde el curso normal de los negocios ha resultado naturalmente afectado. Asimismo, las cadenas de abastecimiento se vieron afectadas y en algunos casos se han interrumpido, y se suspende fuerza de trabajo por cuarentena que afecta a distintos sectores de la economía como el transporte y la industria del petróleo y gas, entre otros.

Producción:

Los costos de producción y procesamiento por BOE son más altos durante 2020 que en los períodos 2019 y 2018 debido principalmente a la disminución en los volúmenes de ventas y a los mayores gastos de entrega. Hasta el 30 de septiembre de 2020, el ARS disminuyó un 27% frente al USD. Una parte de los costos operativos de la Emisora, incluidas las tarifas para el personal de campo y el transporte por camión, se establecen y liquidan en ARS considerando el tipo de cambio de ARS a USD en un momento determinado. Las tarifas para el personal de campo y el transporte por camión pueden ajustarse posteriormente en caso de cambios significativos en el tipo de cambio de ARS a USD.

Los costos de transporte y acarreo consisten en los servicios contratados para realizar las actividades de camiones de vacío y transporte de petróleo crudo.

Los costos de transporte y acarreo por BOE son más bajos en el tercer trimestre de 2020, porque que el petróleo vendido en el tercer trimestre de 2020 se transportó a través del nuevo oleoducto de San Martín a la instalación de Cruz del Sur para su almacenamiento y posterior venta, lo que elimina la necesidad de transporte y descenso, y costos de transporte.

Al 30 de septiembre de 2020, toda la producción de petróleo previamente inventariada se vendió, así como una parte del petróleo producido en el tercer trimestre de 2020, y el exceso de producción de petróleo se almacenó en el inventario para la venta en los meses siguientes.

En relación a la producción de gas natural, el mismo se vende en el período producido, por lo que los volúmenes de ventas de gas natural son iguales a los volúmenes de producción. La Emisora puede vender su producción de gas natural tanto a consumidores industriales como residenciales.

Los siguientes cuadros, incluyen información sobre producción, promedios, precios, ratios, índices y otra información operativa basada en cálculos e información interna de la Sociedad por el período de 9 meses al 30 de septiembre de 2020, por ende, las cifras contenidas en dichos cuadros no pueden ser comparadas y/o cotejadas con los Estados Financieros Especiales Intermedios al 30 de septiembre de 2020.

Producción total y promedio diaria (expresadas en boes) de petróleo, gas y LPG del período de 9 meses hasta el 30 de septiembre de 2020:

Producción	**al 30/09/20**
Total Petróleo (barriles)	115.115
Total LPG (barriles)	527
Total Gas (mcf)	1.301.332
Total Boes	**332.531**
Petróleo (barriles /día)	420
LPG (barriles /día)	2
Gas (mcf /día)	4.749
Total Boes /día	**1.214**

Precios de commodities: durante el primer trimestre de 2020, los precios de referencia del petróleo crudo disminuyeron sustancialmente debido a: (i) una caída en la demanda mundial de crudo provocada por el impacto del virus COVID-19 en la economía mundial y (ii) las dificultades que atravesaron las negociaciones entre los socios de la OPEP y no OPEP con respecto a los recortes de producción propuestos. El petróleo de las concesiones de Tierra Del Fuego se vende a Brent descontado. . La Emisora recibió un promedio de $43,83 dólares por barril de petróleo durante el primer trimestre de 2020, no vendió petróleo durante el segundo trimestre de 2020, y $30,99 dólares por barril de petróleo durante el tercer trimestre de 2020. La combinación de factores mencionados afectó los ingresos por ventas de la Emisora que recibió en promedio $39 dólares por barril para los nueve meses del año 2020.

En cuanto al gas, la Emisora vende su producción a ambos consumidores, residenciales e industriales. La Emisora recibió un promedio de $2,46 dólares por millones de pies cúbicos (“mcf“) por el gas natural proveniente de la Concesión de Tierra Del Fuego vendido durante el tercer trimestre de 2020, $2,24 dólares por mcf por el gas natural vendido durante el segundo trimestre de 2020 y $2,01 dólares por mcf por el gas natural vendido durante el primer trimestre de 2020, la mayor parte del cual se vendió al mercado industrial. Durante los nueve meses de 2020 la empresa recibió un promedio de $2.23 dólares por mcf por su venta de gas, vendido en su mayoría al mercado industrial.

Ventas:

Durante los tres trimestres transcurridos del ejercicio 2020, las ventas de la Emisora se vieron afectadas por la caída en el volumen de ventas de petróleo por la baja demanda producto del COVID-19, la interrupción de la producción desde marzo y reanudada a partir de septiembre del 2020 y la caída en precios internacionales. La Emisora no vendió petróleo durante el segundo trimestre del 2020.

Volumen de ventas totales y promedio diario (expresadas en boes) de petróleo, gas y LPG del período de 9 meses hasta el 30 de septiembre de 2020:

Total Volumen Vendido	**al 30/09/20**
Petróleo (barriles)	123.061
LPG (barriles)	592
Natural gas (Mcf)	1.301.332
Total Boes	**340.542**
Volumen Promedio Vendido	**al 30/09/20**
Petróleo barriles/día	449
LPG barriles/día	2
Gas mcf /día	4.749
Total Boes/día	**1.243**

Precios promedio por boe expresados en $ dólares estadounidenses por el período de 9 meses hasta el 30 de septiembre de 2020:

Precio promedio (expresado en US$)	**al 30/09/20**
Petróleo (US$/Barril)	39,00
Gas (US$/Mcf)	2,23
LPG (US$/Bbl)	16,93
Total ingresos por Boe	**22,63**

El siguiente cuadro muestra el detalle de ventas de petróleo, gas y LPG, y exportaciones de petróleo por el período de 9 meses al 30 de septiembre de 2020:

Total Ingresos por Ventas (usd)	**al 30/09/20**
Petróleo	4.799.087
LPG	10.035
Gas	2.896.095
Total	7.705.217
Exportaciones Petróleo	4.799.087
% Exportaciones sobre total de ventas	62%

IX – INFORMACIÓN ADICIONAL

Instrumento Constitutivo y Estatutos

Inscripción

La Sociedad fue inscripta en la IGJ el 15 de noviembre de 2005 bajo el N° 14240, Libro 29 de sociedades por acciones.

Objeto Social

El objeto social de la Compañía está previsto en el artículo tercero de los estatutos. En función de lo determinado por este artículo, el objeto de la compañía puede resumirse en: (1) Servicios: a) explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos, b) operación de pareas de exploración y explotación de hidrocarburos, trabajos de dirección y administración de tareas de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, c) transporte, transformación, destilación y aprovechamiento industrial de hidrocarburos y comercialización de hidrocarburos, d) elaboración, fraccionamiento, mezcla y envasado, en todas sus formas de hidrocarburos sólidos, líquidos gaseosos y sus derivados y productos petroquímicos en cualquiera de sus formas; (2) Financieras: realizar , por cuenta propia o de terceros o asociada a terceros, todo tipo de actividades financieras y de inversión, excluyendo aquellas actividades comprendidas en Ley de Entidades Financieras y aquellas para las que se requiere el concurso público; (3) Comerciales: en los casos en que resulte necesario y/o conveniente para el ejercicio de la actividad principal comprendida en su objeto social, la Sociedad podrá importar y exportar mercaderías bienes y servicios, comprar, vender, locar, permutar y transformar bienes muebles e inmuebles.

Directores

El Estatuto de la Sociedad no prevé ninguna disposición especial con respecto a las facultades de voto de los Directores ante un interés personal, votar compensaciones para ellos mismos ante ausencia de quórum independiente, facultades de tomar préstamos y edad límite para el retiro de los Directores.

Transferencia de acciones. Derechos

La totalidad de las acciones de la Emisora son ordinarias, nominativas, no endosables, y con derecho a un voto cada una. Las ganancias realizas y líquidas se destinarán: (i) el 5% hasta alcanzar el 20% del capital social, al fondo de reserva legal, (ii) a remuneraciones de los directores y síndicos, y (iii) el saldo tendrá el destino que decida la asamblea. En caso de liquidación de la Sociedad, luego de cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se distribuirá entre los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias.

Convocatoria a Asambleas de Accionistas

Las asambleas pueden ser citadas simultáneamente en primera o segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva se estará a lo dispuesto en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades. El quórum y el régimen de mayorías se rigen por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, según las clases de asambleas, convocatorias y materias de que se traten, excepto en cuanto al quórum para la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se celebrará cualquiera sea el número de acciones presentes con derecho a voto. Sujeto al cumplimiento, mutatis mutandis, de las formalidades previstas en los apartados “(i)” a “(viii)” del artículo sexto del estatuto social de la Sociedad aprobadas por la Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2020, el directorio y las asambleas podrán sesionar, aun encontrándose sus miembros en diferentes lugares geográficos, mediante la utilización de medios que les permitan a los participantes comunicarse simultáneamente entre ellos.

Cambios en el Capital

El capital social podrá aumentarse al quíntuplo por asamblea ordinaria conforme al artículo 188 de la Ley General de Sociedades. La asamblea de accionistas que resuelva el aumento de capital social determinará las características de las acciones a emitirse, pudiendo delegar en el directorio la época de la emisión, forma y condiciones de pago. En caso de mora en la integración de las acciones, el directorio podrá elegir cualquiera de los procedimientos del artículo 192 de la Ley General de Sociedades.

Contratos Importantes

No existen contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios de la Compañía.

Controles de cambio

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo para establecer el sistema que determina la relación de cambio entre el Peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto Nº 260/2002 el Poder Ejecutivo estableció el MLC por el cual se debían cursar todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y que las operaciones de cambio en divisas extranjeras serían realizadas al tipo de cambio que sea libremente pactado y debían sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que establecía el Banco Central.

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto 616/2005, el Poder Ejecutivo estableció que (i) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior, de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos a préstamos para comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado en mercados de valores autorizados; (ii) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a tenencias en moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, con exclusión de las inversiones extranjeras directas y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado en mercados de valores autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberían cumplir los siguientes requisitos: (a) los fondos ingresados sólo podrían ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (b) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deben acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (c) debería constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos (el "Depósito"); y (d) el mencionado Depósito debería ser constituido en Dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo.

Durante la gestión del ex Presidente Macri, se reformaron estas medidas por medio de, entre otras, la Resolución Nº 3/2015 del entonces Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de fecha 18 de diciembre de 2015 reduciendo (i) a cero (0) el porcentaje del Depósito y (ii) el plazo de permanencia en el país de fondos por nuevo endeudamiento financiero incurrido por residentes; así como la Comunicación "A" 6244, mediante la cual se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto Nº 616/05, y manteniendo su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

Se contemplaban tres niveles de muestra, cuyos participantes se determinarán cada año calendario en función de: 1) la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior; y 2) el saldo de tenencias de activos y pasivos externos a fin del año calendario anterior: a) Muestra principal: cualquier persona física o jurídica para la cual la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario alcance o supere el equivalente a los US$ 50 millones; b)

Muestra secundaria: cualquier persona física o jurídica para la cual la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a US$ 10 millones y US$ 50 millones; y c) Muestra complementaria: personas físicas o jurídicas para las cuales la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior, o el saldo de activos y pasivos externos a fin de ese año calendario se ubique entre el equivalente a US$ 1 millón y US$ 10 millones. Para el resto de las personas físicas o jurídicas, la declaración será optativa. En las tres muestras se debe presentar una declaración anual y, en el primer caso, también un adelanto por cada uno de los trimestres. Se debe informar sobre activos y pasivos externos según la siguiente clasificación: (i) acciones y participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros; y (v) terrenos, estructuras e inmuebles.

Adicionalmente, a los efectos de mejorar la competitividad de las exportaciones argentinas, flexibilizar las condiciones de financiamiento y mejorar la previsibilidad financiera, el Decreto N° 893 de fecha 1 de noviembre de 2017 derogó la obligatoriedad de repatriación y conversión a pesos de divisas extranjeras provenientes de las exportaciones para permitirle al exportador cobrar reembolsos de exportación. En concordancia con el mencionado decreto, la Comunicación "A" 3636 del Banco Central de fecha 10 de noviembre de 2017 suprimió las secciones y demás disposiciones relacionadas con la repatriación obligatoria y la conversión a pesos de moneda extranjera provenientes de exportaciones.

De acuerdo a lo establecido en la Comunicación "A" 6436, vigente a partir del 20 de enero de 2018, el Banco Central derogó todas las normas cambiarias que regulaban las operaciones de cambio en divisas extranjeras.

Sin perjuicio de lo cual, luego de las PASO, con fecha 1 de septiembre de 2019 se publicó el Decreto N° 609, que estableció que, en principio hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente.

En ese marco, el mismo 1 de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 con el objetivo de regular desde esta fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio. Con posterioridad, el BCRA emitió ciertas comunicaciones modificando la Comunicación "A" 6770, profundizando los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de divisas. Asimismo, con fecha 5 de diciembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6844, condensando en un único cuerpo las normas sobre exterior y cambios (junto con sus modificatorias, el "T.O. sobre Exterior y Cambios").

Entre las obligaciones, restricciones y limitaciones más importantes que se encuentran en el T.O. sobre Exterior y Cambios pueden destacarse: (i) la obligación de ingresar y liquidar divisas en el mercado de cambios en ciertos plazos determinados producto de la exportación de bienes y de servicios por parte de residentes y de la percepción de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos, (ii) la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los desembolsos producto de endeudamientos financieros posteriores a la emisión de la Comunicación "A" 6770 de residentes con el exterior y de los montos producto de emisiones de títulos denominados y suscriptos en moneda extranjera con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, como requisito –junto a la declaración en el relevamiento de activos y pasivos externos del BCRA– para el posterior acceso al mercado de cambios a los efectos de atender el pago de capital e intereses, (iii) la imposición de ciertas restricciones para el acceso al MLC para el pago de importaciones –y de deudas por importaciones– de bienes y servicios por parte de residentes al exterior, (iv) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el giro al exterior de divisas producto de utilidades y dividendos en la medida en que no se cumplan los presupuestos bajo los cuales la normativa cambiaria permite el giro (v) la prohibición del acceso al MLC para la atención del pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir de la fecha de emisión de la Comunicación "A" 6770, con ciertas excepciones, (vi) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados; asimismo, se estableció la misma restricción para las personas humanas residentes cuando supere el equivalente a

US$200 mensuales; y la necesidad, por parte de no residentes, de obtener la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios, salvo ciertas excepciones, (vii) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la pre cancelación con más de 3 días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior, con ciertas excepciones, y (viii) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la pre cancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Con fecha 27 y 30 de diciembre de 2019, el BCRA mediante las comunicaciones “A” 6854, “A” 6855 y “A” 6856, extendió la vigencia de las normas integrantes del T.O. sobre Exterior y Cambios a partir del 31 de diciembre de 2019 (fecha inicialmente prevista para su caducidad).

Con posterioridad, mediante la Comunicación “A” 7001, el BCRA incorporó restricciones adicionales para acceder al mercado de cambios. Dentro de las restricciones que incorporaron se encontraban las siguientes: (i) el deber de contar con la conformidad previa del BCRA para la cancelación de capital e intereses de todo tipo de endeudamiento con el exterior pendiente al 19 de marzo del 2020, cuando el pago no tuviera una fecha de vencimiento o cuando el vencimiento hubiese operado con anterioridad a dicha fecha, excepto que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia que no tiene pendientes financiaciones en Pesos previstas en la Comunicación "A" 6937 y complementarias ni las solicitará en los 30 días corridos siguientes; (ii) no podrán vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferir a entidades depositarias del exterior quienes mantengan pendientes de cancelación financiaciones en Pesos previstas en la Comunicación "A" 6937 y complementarias; (iii) se establece la obligación de una declaración jurada respecto de que el día de la operación de cambio y/o arbitraje y en los 30 días corridos anteriores no se han efectuado ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Además, se deberán comprometer a no realizar esas operaciones a partir del momento en que requiere el acceso y por los 30 días corridos subsiguientes; (iv) se incluye un nuevo supuesto bajo el cual será necesaria la conformidad del BCRA para realizar pagos al exterior por consumos de tarjeta, cuando sea para la adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos; y (v) se modifica el mínimo a partir del cual se debe informar al BCRA según el régimen informativo de anticipo de operaciones cambiarias, llevando el mínimo diario a partir del cual las entidades informarán operaciones de egresos por el mercado de cambios a US$500.000.

Luego, el BCRA emitió una serie de Comunicaciones (incluyendo, entre otras, las Comunicaciones “A” 7001, 7030, 7042, 7052 y 7068), profundizando las restricciones cambiarias vigentes y modificando algunas disposiciones anteriores, estableciendo, entre otras cuestiones, lo siguiente:

(i) la presentación por parte de quién quiera acceder al MLC de una declaración jurada para lograr tal acceso sin la conformidad previa del BCRA (excepto para las personas humanas por las operaciones de compra de Dólares para atesoramiento de hasta US$ 200), dejando constancia que la totalidad de sus tenencias en moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras locales y que no poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US$ 100.000. A estos fines, son considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.). Mientras que no serán considerados activos externos líquidos disponibles 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;

(ii) la presentación por parte de quién quiera acceder al MLC de una declaración jurada adicional para lograr tal acceso, si los activos externos líquidos disponibles superan los US$ 100.000 pero tales activos encuadran, total o parcialmente, en algunos de los supuestos previstos en la norma;

(iii) En caso de haber solicitado acceso al MLC, se debe asumir el compromiso de liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior

originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28.05.2020;

(iv) la presentación de una declaración jurada relativa a la liquidación contra moneda extranjera de títulos valores y transferencia a depositarias del exterior para las operaciones de egresos por el mercado de cambios. A la fecha del presente Prospecto, en caso de haber solicitado acceso al MLC, la restricción para realizar operaciones en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior fue extendida a 90 días previos y 90 días posteriores a partir del momento que se requiere acceso al MLC;

(v) Las empresas deberán solicitar autorización previa para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10 y B12) con el exterior o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes;

(vi) se agregó dentro de las excepciones a la necesidad de conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera por parte de no residentes a las transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas que percibieron fondos 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) se estableció la necesidad de conformidad previa del BCRA para el repago de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea vinculada del deudor; y

(viii) A partir del 6 de julio de 2020 se liberó el acceso al mercado oficial de cambio para el pago de: (a) Provisión de medicamentos críticos; (b) Compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19; (c) Bienes que correspondan a operaciones que se embarquen a partir del primero de julio o que, habiendo sido embarcadas con anterioridad, no hubieran arribado al país antes de esa fecha; (d) Insumos para la producción local de medicamentos; (e) La realización de pagos de importaciones en la medida que el monto no supere el equivalente a US$ 1.000.000; y (f) se incrementará al equivalente a US$ 3.000.000 cuando se trate de la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica o insumos necesarios para la elaboración local de los mismos.

Con fecha 30 de julio de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7079, prorrogando las disposiciones de los puntos 2 y 3 de la Comunicación “A” 7030 y modificando el punto 2.3. de dicha Comunicación. Con posterioridad, el 6 de agosto de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7082, estableciendo la prohibición para las personas que hubieran accedido a las financiaciones previstas en los puntos 1 y 2 de dicha Comunicación, hasta su total cancelación, de acceder al mercado de cambios para realizar operaciones correspondientes a la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y derivados, en los términos del punto 3.8. del T.O. sobre Exterior y Cambios y/o concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior. Con fecha 27 de agosto de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7094, modificando el punto 1.a. de la Comunicación “A” 7030, y prorrogando nuevamente hasta el 31 de octubre de 2020 las disposiciones de los puntos 2 y 3 de esta última Comunicación.

Con fecha 15 de septiembre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7106, incluyendo nuevas disposiciones a las restricciones cambiarias vigentes y modificando algunas anteriores, estableciendo, entre otras cuestiones, lo siguiente:

(i) se dispuso que los consumos realizados en moneda extranjera con tarjeta de débito o crédito se tomarán a cuenta del cupo mensual para personas humanas establecido en el punto 3.8.1. del T.O. sobre Exterior y Cambios. Si el monto adquirido superara el cupo de US$ 200 para el mes siguiente o si éste ya hubiera sido utilizado por otras compras registradas durante el mes de septiembre, la deducción se trasladará a los cupos máximos de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido;

(ii) se estableció que las personas humanas beneficiarias de lo dispuesto en el punto 4 de la Comunicación “A” 6949 y complementarias y/o en el Artículo 2 del Decreto Nº 319/20, hasta la total cancelación de la financiación o mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota, según sea el caso, no podrán acceder al mercado de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del punto 3.8. del T.O. sobre Exterior y Cambios, y/o concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior. Asimismo, se reemplazó el punto 3.8.6. del T.O. sobre Exterior y Cambios,

estableciendo que la entidad que conceda el acceso deberá contar con una declaración jurada respecto a que se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes;

(iii) se prohibió a los no residentes la realización de ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, salvo que la venta de los títulos valores que hayan sido adquiridos en el país con liquidación en moneda extranjera a partir del 16 de septiembre de 2020 y hubieran permanecido en la cartera del no residente por un plazo no inferior al año;

(iv) se dispuso que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior y los títulos valores adquiridos en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país; y

(v) se estableció que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre del corriente año y el 31 de marzo de 2021 por (a) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, (b) endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, o (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades, deberán presentar ante el BCRA un detalle de un plan de refinanciación en función de los siguientes criterios: (1) el monto por el que se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía; y (2) que el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años. Adicionalmente, a la refinanciación otorgada por el acreedor original se admitirá el cómputo de nuevos endeudamientos financieros con el exterior otorgados por otros acreedores y que sean liquidados en el mercado de cambios por el cliente. En el caso de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país en moneda extranjera se admitirá también el cómputo de nuevas emisiones que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.4 del T.O. sobre Exterior y cambios. La obligación de presentación el plan de refinanciación no será de aplicación cuando (a) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los estos, (b) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por estos, y (c) el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US$ 1.000.000 por mes calendario.

Con fecha 1 de octubre de 2020 y con vigencia a partir del 2 de octubre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7123, mediante la cual se incorporaron al régimen cambiario argentino, dentro de otras, las siguientes modificaciones:

(i) admisión de la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes y servicios, para ciertos supuestos y bajo determinadas condiciones;

(ii) aumento del monto por el cual los importadores, bajo el punto 2 de la Comunicación “A” 7030 (conforme hubiera sido modificado y complementado), podrán acceder al MLC;

(iii) Excepción de la conformidad previa del BCRA, siempre y cuando se cumplan con ciertos requisitos y supuestos exigidos por la Comunicación de referencia, para: (a) la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas no controlantes de entidades financieras locales, y (b) el repago de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

Con fecha 9 de octubre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7133 mediante la cual dispuso lo detallado a continuación:

(i) En caso de acceso al MLC para la precancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera en el marco de un proceso de refinanciación que cumpla con el Punto 7 de la Comunicación "A" 7106, la Comunicación “A” 7133, admite el acceso al MLC 30 días corridos antes de la fecha de vencimiento para la precancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera en el marco de un proceso de refinanciación que cumpla los términos del Punto mencionado, y cuando se verifique que el monto de intereses abonado no supere el monto de intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que se cerró la

refinanciación; y que el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no supere el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

(ii) En caso de acceso al MLC para la precancelación de intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, en el marco de un proceso de canje de títulos, se admitirá el acceso antes de la fecha de vencimiento para la precancelación de intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente, cuando se verifiquen las siguientes condiciones: (a) Monto abonado: el monto abonado antes del vencimiento corresponda a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (b) Vida promedio de los nuevos títulos de deuda: la vida promedio de los nuevos títulos de deuda sea mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y (c) Monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos: el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos no podrá superar en ningún momento el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

(iii) Agrega al Punto 7 de la Comunicación "A" 7106 sobre refinanciaciones respecto a los vencimientos de capital programados entre 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021: se considerará cumplimentado el esquema de refinanciación previsto cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40% del monto de capital que vencía, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 09 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40%, en concepto de: (a) endeudamientos financieros con el exterior; (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior; (d) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.4 de las normas de "Exterior y cambios; y (f) en el caso de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020 con una vida promedio no inferior a dos años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el esquema de refinanciación postulado, se considerará cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

Con fecha 15 de octubre de 2020, el BCRA publicó la Comunicación “A” 7138 introduciendo ciertas modificaciones que, dentro de las más sustanciales, destacan aquellas referentes a la incorporación de nuevas obligaciones negociables locales en moneda extranjera como operaciones admitidas en el Punto 1 de la Comunicación “A” 7123; la extensión de la aplicación del Punto 1 de la Comunicación “A” 7123 para el caso de nuevos endeudamientos o aportes de capital de inversión directa; la inclusión de un requisito adicional para la importación de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente y la modificación del régimen informativo de “Anticipo de Operaciones Cambiarias”.

Asimismo, con fecha 19 de septiembre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7142, mediante la cual dejó sin efecto el punto 5 de la Comunicación “A” 7106, referido a la prohibición para los no residentes de realizar ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, salvo que la venta de los títulos valores que hayan sido adquiridos en el país con liquidación en moneda extranjera a partir del 16 de septiembre de 2020 y hubieran permanecido en la cartera del no residente por un plazo no inferior al año. Por otra parte, se reemplazó el punto 6 de la Comunicación “A” 7106 referido a la prohibición de liquidación en pesos en el país de los títulos valores adquiridos en el exterior o producto de transacciones en el exterior, estableciéndose que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

Por otra parte, con fecha 29 de octubre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7151, mediante la cual prorrogó nuevamente hasta el 31 de diciembre de 2020 las disposiciones de los puntos 2 y 3 de la Comunicación “A” 7030. Asimismo, se estableció que a partir del 30 de octubre de 2020 que, previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes en el marco de lo dispuesto en los puntos 2.1. y 2.7. de la Comunicación “A” 7030 y complementarias, la entidad interviniente deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada correspondiente del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Asimismo, con fecha 19 de noviembre de 2020 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7168, mediante la cual aprobó y flexibilizó las condiciones para el acceso al mercado de cambios para las operaciones ingresadas y liquidadas a partir del 16 de noviembre de 2020, que sean destinadas a 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° 892/2020.

Con fecha 30 de diciembre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7193 mediante la cual dispuso, entre otras, lo detallado a continuación:

(i) Se prorrogó nuevamente hasta el 31 de marzo de 2021 las limitaciones del punto 3 de la Comunicación "A" 7030 referidas a la necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para el repago de deuda con vinculadas del exterior.

(ii) Se modificaron los requisitos y criterios para la admisión de acceso al MLC para la importación de bienes, reemplazando en su totalidad el punto 2 de la Comunicación "A" 7030, manteniendo el principio general según el cual para acceder al MLC se requiere la conformidad previa del BCRA, salvo ciertas excepciones.

(iii) Se reemplazó el punto 2 de la Comunicación "A" 7123 en su totalidad, determinando que para el caso de operaciones liquidadas a partir del 4 de enero de 2021, se admitirá el acceso al MLC por el restante 50% en la medida que la parte adicional corresponda a pagos anticipados de bienes de capital, debiendo la entidad contar con la documentación que le permita establecer que los bienes abonados corresponden a posiciones arancelarias clasificadas como bien de capital en la Nomenclatura Común del MERCOSUR de conformidad con el Decreto N° 690/02 y complementarios.

(iv) Se dejó sin efecto el punto 10.3.2.5. del T.O. sobre Exterior y Cambios, el cual detallaba uno de los requisitos para el acceso a los fines del pago de oficializaciones de importación de bienes registrados en el sistema de Seguimiento de Pagos de Importaciones (SEPAIMPO), y establecía la conformidad previa del BCRA para el caso de deudas pendientes al 31 de agosto de 2019 por importaciones con contrapartes vinculadas, que no tuvieran pactada una fecha de vencimiento o cuyo vencimiento hubiese operado con anterioridad a dicha fecha, cuando los pagos del cliente superasen el equivalente a US$ 2.000.000 en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades.

(v) Se estableció la necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC cuando el cliente que pretendiera el acceso se encontrare incluido en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por AFIP.

El 6 de enero de 2021 se emitió la Comunicación "A" 7196 del BCRA por la que se dispuso:

(i) Modificar el plazo del Punto 1 de la Comunicación "A" 7133, ampliando a 45 días corridos el plazo para acceder al mercado de cambios con el fin de precancelar capital e intereses de endeudamientos refinanciados en tales términos;

(ii) Establecer que lo previsto en el Punto 1 de la Comunicación "A" 7123 y complementarias también será de aplicación para las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior concertadas a partir del 07.01.2021 que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de servicios de interés y/o amortización de capital de endeudamientos financieros en el exterior con vencimiento hasta el 31.12.2022 por operaciones cuyo vencimiento final sea posterior al 31.03.2021, en la medida que considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

(iii) Establecer que para las operaciones de endeudamiento externo comprendidas en el Punto 1 de la Comunicación "A" 7123 y que hayan sido ingresadas y liquidadas por el mercado de cambios a partir del 07.01.2021 se admitirá que fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar de la cancelación de los vencimientos de la deuda emitida.

(iv) Establecer que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes con endeudamientos originados a partir del 07.01.2021 que queden comprendidos en el Punto 1 de la Comunicación “A” 7123 o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior -cuando se trate de un endeudamiento externo- por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento, en ciertas condiciones,

(v) Establecer que por las emisiones de títulos de deuda en moneda extranjera con registro público en el país o en el exterior concertadas a partir del 07.01.2021 para refinanciar deudas preexistentes se considerará, a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses, cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera por el equivalente al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 01.01.2023, un monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31.12.2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

Con fecha 7 de enero de 2021, el BCRA publicó las Comunicaciones “A” 7200 y “A” 7201, conforme las cuales resolvió, por un lado, establecer que aquellas personas humanas y jurídicas que sean consideradas sujetos obligados deberán cumplimentar el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" antes del 30/04/2021 y, por el otro, estableció nuevas medidas de acceso al mercado de cambios para la importación de bienes definidos como suntuarios y finales.

El 4 de febrero de 2021, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7218, que estableció que una nueva opción para acceder al mercado de cambios para pagar servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 05 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país. Para poder acceder a esta posibilidad se deben cumplir las siguientes condiciones: (i) el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior; (ii) la vida promedio de los títulos debe ser no menor a 5 años; (iii) la primer amortización se pacte para que suceda no antes de los tres años de la fecha de emisión; (iv) el tramo local de la emisión no supere el 25% del total emitido; y (v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados todos los fondos integrados bajo la emisión.

Con fecha 25 de febrero de 2021, el BCRA publicó las Comunicaciones “A” 7229 y “A” 7230. Mediante la primera de ellas, se reemplazó el Punto 7.5.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios, estableciéndose con relación a las exportaciones totalmente prefinanciadas y/o postfinanciadas localmente o desde el exterior, que cuando las operaciones hayan sido prefinanciadas en su totalidad y los fondos liquidados en el MLC en concepto de prefinanciaciones de exportaciones locales y/o del exterior, se podrá extender el plazo para la liquidación de divisas del embarque hasta la fecha de vencimiento de la correspondiente financiación, y que si el exportador demuestra haber liquidado en el MLC el monto recibido en virtud de posfinanciaciones de exportaciones que cubran la totalidad del permiso, sin que se verifiquen las condiciones previstas para los Puntos 9.3.4. y 9.3.5. del T.O. sobre Exterior y Cambios, para la emisión de la correspondiente certificación de aplicación, se podrá extender el plazo para la liquidación de divisas del embarque hasta la fecha en que venza el crédito de mayor plazo descontado y/o cedido por el exportado. Por su parte, la Comunicación “A” 7230, dispuso que lo dispuesto en el Punto 7 de la Comunicación “A” 7106 resultará de aplicación para quiénes registren vencimientos de capital programados entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, por los endeudamientos allí detallados. Asimismo, dispuso que el plan de refinanciación deberá ser presentado ante el BCRA antes del 15 de marzo de 2021, para los vencimientos de capital programados entre el 1 abril de 2021 y el 15 de abril de 2021, y que en los restantes casos, dicho plan deberá presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse. Por otro lado, estableció que el monto por mes

calendario por el cual el deudor accedería al MLC para la cancelación de capital de los endeudamientos comprendidos en el Punto 7 de la Comunicación "A" 7106 a partir del 1 de abril de 2021, sin necesidad de presentar el plan antes referido, será equivalente a US$ 2.000.000. Por último, también dispuso que la presentación del aludido plan no será necesaria cuando los vencimientos correspondan a: (i) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC, (ii) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el Punto 7 de la Comunicación "A" 7106, y/o (iii) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el Punto 7 de la Comunicación "A" 7106.

Resolución General CNV Nº 841

La Resolución General Nº 841 de la CNV del 25 de mayo de 2020 estableció un plazo de tenencia mínimo de cinco (5) días hábiles, desde la acreditación de los valores negociables en el agente depositario, para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Dicho plazo no será de aplicación cuando: (i) se trate de una compra de valores negociables en moneda extranjera y venta de dichos valores negociables en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra; y (ii) se trate de compras de valores negociables con liquidación en jurisdicción extranjera y venta en moneda extranjera contra jurisdicción local, salvo en los supuestos establecidos en el artículo 1° del Título XVIII, Capítulo V, de las Normas de la CNV.

Resolución General CNV Nº 843

La Resolución General Nº 843 de la CNV del 19 de junio de 2020 estableció una serie de medidas complementarias a la Resolución General de la CNV N° 841, que se listan a continuación: (i) establecimiento de un plazo mínimo de tenencia de cinco (5) días hábiles, desde la acreditación en la/s subcuenta/s del custodio local, para que los valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior y acreditados en el custodio local puedan ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera; (ii) que la concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la República Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados autorizados y/o cámaras compensadoras registradas ante la CNV; y (iii) que (a) cuando en la concertación local de operaciones con liquidación en moneda extranjera cable y en la concertación de operaciones en mercados del exterior como cliente, realizadas por las subcuentas comitentes de titularidad de los agentes inscriptos, la cantidad de nominales vendidos en un valor negociable supere la cantidad comprada, de resultar un excedente de fondos, el agente deberá aplicar, en el mismo día de negociación, como mínimo el 90% de dicho excedente a operaciones de compra de valores negociables en moneda extranjera cable concertadas en el mercado regulado local y/o compras en mercados del exterior como cliente, y (b) cuando dicha compensación incluya operaciones de compra y venta en carácter de cliente en mercados del exterior, los agentes inscriptos deberán informar, con carácter de declaración jurada semanal y por cada una de las subcuentas involucradas, detalle de fecha de concertación/liquidación, contraparte, especie, cantidad y precio, detalladas y agrupadas por día de concertación, justificando que al cierre de cada periodo semanal, el monto neto resultante de las ventas con liquidación cable más las ventas en el exterior como cliente, no superó las compras con liquidación cable en el mercado local más las compras de valores negociables en el exterior. Dicha documentación respaldatoria deberá ser remitida a CNV por los mercados y asimismo relevada en oportunidad de realizar auditorías a los agentes inscriptos.

Resolución General CNV Nº 856

Mediante la Resolución General N° 856 de la CNV del 15 de septiembre de 2020 se establecieron ciertas modificaciones y medidas complementarias a lo determinado por las Resoluciones Generales N° 841 y 843, entre las que se encuentran: (i) eliminar el plazo de permanencia de valores negociables, permitiendo que las personas

humanas que adquieren activos en moneda extranjera no deban observar un período de permanencia en cartera, tanto si la liquidación es en moneda extranjera o en pesos; (ii) fijar un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles para transferir valores negociables, adquiridos con liquidación en moneda nacional, a entidades depositarias del exterior, contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario; (iii) establecer un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles, para que puedan utilizar en la liquidación de operaciones en moneda nacional los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país; (iv) precisar, que las operaciones concertadas en mercados del exterior como cliente por las subcuentas de titularidad de los Agentes inscriptos deben realizarse, exclusivamente, en mercados autorizados y regulados por una entidad gubernamental, que no pertenezcan a países no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal en los términos del artículo 24 del Anexo del Decreto Nº 862/2019; y (v) las restricciones vigentes en relación con el plazo de permanencia de los valores negociables resultarán aplicables tanto a personas humanas como jurídicas.

Resolución General CNV Nº 861

Con fecha 8 de octubre de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 mediante la cual se aprueba la reglamentación sobre el refinanciamiento de deuda privada mediante una oferta de canje o integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables. De este modo, a los fines de cumplir con el requisito de colocación por oferta pública, se establece que (i) la nueva emisión deberá ser suscripta por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, siempre que la emisión sea suscripta e integrada por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal. Asimismo, para garantizar la transparencia del proceso, establece la obligatoriedad de poner a disposición de la CNV la documentación que acredite la existencia de los valores negociables objeto del canje, demás acreencias, su estado, valor y registraciones contables, los esfuerzos de colocación y la adjudicación de los mismos en el marco del proceso de colocación. De igual modo, la Resolución 861/2020 determina las pautas a los fines de calcular el porcentaje máximo del 30% que podrán representar las nuevas obligaciones negociables integradas con obligaciones negociables privadas y/o créditos preexistentes.

Por otro lado, prevé que, en los casos en que la reestructuración se alcance a través de un acuerdo preventivo extrajudicial o concurso preventivo, el requisito de oferta pública se considere cumplido cuando las obligaciones negociables objeto de la reestructuración hubiesen sido colocadas por oferta pública en cumplimiento de la normativa aplicable.

Por último, prevé la reducción del período de difusión de un (1) día hábil para el caso de emisiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, con excepción de las emisiones destinadas a la refinanciación de deudas sin oferta pública.

Resolución General CNV Nº 862

Con fecha 19 de octubre de 2020 la CNV emitió la Resolución General CNV Nº 862, mediante la cual se modificó la Resolución General Nº 856, en relación al plazo mínimo de permanencia. De esta forma, se estableció un plazo mínimo de permanencia de tres (3) días hábiles para (i) dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera (contados a partir de la acreditación en el agente depositario) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera), (ii) transferencias de valores adquiridos con liquidación en pesos a entidades depositarias del exterior (contados desde la fecha de acreditación en el agente depositario), salvo que sean valores emitidos por el Tesoro Nacional en el mercado primario o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (cedear) con negociación en mercados regulados por la CNV y (iii) efectuar liquidaciones en el mercado local de valores negociables transferidos desde entidades depositarias del exterior a una local (contados desde la fecha de acreditación en la/s subcuenta/s del custodio local) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará cuando se trate de liquidaciones en pesos de acciones y/o certificados de depósito argentinos (cedear) con negociación en

mercados regulados por la CNV. El plazo mínimo de permanencia es aplicable tanto a personas humanas como jurídicas. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes comerciales serán responsables de certificar el cumplimiento del requisito del plazo mínimo de permanencia.

Resolución General CNV Nº 871

Con fecha 26 de noviembre de 2020, la CNV publicó la Resolución General N° 871, en base a la cual introdujo modificaciones a las disposiciones que surgían de la Resolución General Nº 862. En línea con ello, para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en el mercado local, como así también para utilizar en la liquidación de operaciones en el mercado local los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país, se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles. Se redujo a tres días hábiles el período de permanencia para las operaciones que importen la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción extranjera o transferencias de valores negociables adquiridos mediante la liquidación en pesos, a depositarias del exterior. Asimismo, se elimina toda restricción para la venta de activos con liquidación en pesos por lo que ya no tiene vigencia el plazo de permanencia de tres días hábiles para personas humanas y jurídicas que realizan una transferencia receptora y luego venden el valor negociable con liquidación en moneda local. Finalmente, se modifican las regulaciones específicas vigentes para la concertación y liquidación de operaciones por parte de los agentes inscriptos ante la CNV para cartera propia, para adecuarlas al segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina, debe consultar a su asesor legal y leer las reglas aplicables mencionadas aquí, incluidas sus enmiendas, que se pueden encontrar en los siguientes sitios web: www.infoleg.gov.ar y el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte y no se considerará incorporada en el presente Prospecto.

Resolución General CNV Nº 878

Con fecha 11 de enero de 2021, la CNV publicó la Resolución General Nº 878, se redujo el período mínimo de permanencia a un día hábil tanto para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en el mercado local, como así también para utilizar en la liquidación de operaciones en moneda extranjera en el mercado local los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país. Asimismo, se estableció un límite máximo, para el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, en la relación entre la cantidad de valores negociables nominados y pagaderos en Dólares emitidos por la República Argentina bajo ley local vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera respecto de la cantidad de dichos valores negociables comprados con liquidación en dicha moneda y jurisdicción por parte de las subcuentas comitentes no alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones Transitorias" de las Normas de la CNV, y para el conjunto de esos valores negociables.

Carga Tributaria

Generalidades

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.
Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que pueda entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular se señala que, el pasado 6 de diciembre de 2019 se publicó el último texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante el Decreto Nº 824/2019 el que fuera reglamentado mediante el Decreto Nº 862/2019 (B.O. 9/12/2019). Asimismo, el pasado 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre muchos aspectos, introduce importantes cambios al texto ordenado de la Ley del Impuesto a las Ganancias que fuera previamente modificada por la Ley 27.430 de diciembre 2017 (la "Reforma Tributaria"). El 28 de diciembre de 2019, la ley 27.541 fue reglamentada por el Poder Ejecutivo de la Nación mediante el Decreto Nº 99/2019 (la "Ley de Impuesto a las Ganancias").

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.

La 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 resida a efectos impositivos 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 convencionalmente.

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

a) Entidades Argentinas

Las sociedades y entidades constituidas en Argentina, ciertos comerciantes e intermediarios, sucursales locales de entidades extranjeras, propietarios e individuos que realicen ciertas actividades comerciales en Argentina (las "Entidades Argentinas") tenedoras de Obligaciones Negociables que obtengan intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables están alcanzados por el impuesto a las ganancias. La Ley Nº 27.430 (la "Reforma Tributaria"), introdujo significativas modificaciones, entre las que se puede mencionar una reducción de la alícuota aplicable a las sociedades de capital del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2020, inclusive. Además, se previó una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades.

La entrada en vigencia de la alícuota aplicable a las sociedades de capital del 25% ha sido suspendida para los ejercicios fiscales que se inicien hasta el primero de enero 2021 inclusive, por disposición de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

A través de la Resolución General AFIP Nº 4219/2018 se dispuso que los pagos a sujetos residentes de intereses por obligaciones negociables se encuentran sometidos al régimen de retención local (Resolución General Nº 830).

b) Personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina

Para el caso de las personas humanas y sucesiones indivisas residentes, las ganancias de fuente argentina que se obtengan de intereses de las obligaciones negociables y de resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición se encontrarán exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el artículo 33 y 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y del inciso h) y u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias texto ordenado según el Decreto 824/2019 (la "Ley de Impuesto a las Ganancias").

De acuerdo al último párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, la exención respecto de los valores alcanzados por el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, se aplicará en la medida que dichos valores coticen en bolsas o mercados autorizados por la CNV.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva reestableció la vigencia de los incisos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que habían sido derogados por el artículo 81 de la Reforma Tributaria. En virtud de dichos incisos del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, estarán exentos de impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables, así como los intereses, actualizaciones y ajustes de capital originados en las obligaciones negociables. De conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables la exención dependerá del cumplimiento de las siguientes condiciones (las "Condiciones del Artículo 36"):

(a) que las Obligaciones Negociables sean colocadas por oferta pública autorizada por la CNV en cumplimiento de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV;

(b) que los fondos obtenidos mediante la colocación de las Obligaciones Negociables, sean aplicados a uno o más de los siguientes destinos (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo a ser utilizado en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, (iv) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, y/o (vi) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados; y

(c) la Compañía acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

De acuerdo al artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociable, si la Compañía no cumple con las Condiciones del Artículo 36, decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, la Emisora será responsable del pago de los impuestos que hubieran correspondido al inversor.

De acuerdo con el Decreto Nº 1.170/2018, a los fines de calcular la ganancia neta sujeta a impuesto de las inversiones y operaciones, los contribuyentes podrán aplicar deducciones especiales.

De acuerdo con la Resolución (AFIP) Nº 4.298 (publicada el 29 de agosto de 2018), a partir del 1 de enero de 2019, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán actuar como agentes de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en Argentina.

c) Beneficiarios del Exterior

Los intereses de Obligaciones Negociables y las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables que obtienen los beneficiarios del exterior (comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas jurídicas residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) ("Beneficiarios del Exterior") se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida en que: (i) las obligaciones negociables sean emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables (de acuerdo a las Condiciones del Artículo 36); y (ii) siempre que tales beneficiarios no

residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (como se explicará más adelante).

Si la Compañía no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la Emisora será responsable de los impuestos que hubieran correspondido al inversor. En este caso, los tenedores de Obligaciones Negociables deberían recibir el monto total de intereses correspondientes a dichos títulos como si no se hubiesen gravado con ningún impuesto. La Emisora realizará lo posible por cumplir con las Condiciones del Artículo 36. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General Nº 1516/2003, modificada por la Resolución General Nº 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de "jurisdicciones no cooperantes" (conforme se define más abajo), los intereses y las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, estarán siempre sujetos a retención de impuesto a las ganancias, no siendo relevante si se cumplen o no las Condiciones del art. 36.

Si el interés no estuviera exento, porque el inversor reside y/o los fondos invertidos provienen de una jurisdicción no cooperante, la tasa efectiva de retención sería: (i) 15,05% si el Beneficiario del Exterior es una entidad bancaria o financiera, bajo supervisión del respectivo banco central u organismo equivalente en su jurisdicción, radicada en jurisdicciones no consideradas "de nula o baja tributación" (definidas en la Ley de Impuesto a las Ganancias como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 15%) o en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y además que por, aplicación de sus normas internas no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco; o (ii) 35% en el resto de los casos.

Las ganancias de capital obtenidas por un inversor que reside y/o que los fondos invertidos provienen de una jurisdicción no cooperante por la enajenación de las Obligaciones Negociables, estarán sujetas a una tasa de retención del 31.5%, en todos los casos.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) Nº 4.227/2018, en caso que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención sobre los intereses, mientras que en el caso de las ganancias de capital derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, este último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en Argentina. En los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en Argentina, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

La Ley de Impuesto a las Ganancias define por "jurisdicciones no cooperantes" aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, se considerarán como no cooperantes aquellos países que teniendo firmado un acuerdo no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Cabe resaltar que el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario Nº 862/2019. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultar con sus asesores.

<u>Impuesto sobre los bienes personales</u>

Las personas humanas residentes en Argentina y en el extranjero y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina y en el extranjero deben incluir los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al impuesto sobre los bienes personales (el "Impuesto sobre los Bienes Personales" o "IBP").

El IBP grava ciertos activos ubicados en el país (incluyendo las Obligaciones Negociables) y en el exterior, existentes al 31 de diciembre de cada año en relación con personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

De acuerdo a las modificaciones introducidas por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, no estarán alcanzados por el impuesto los bienes gravados pertenecientes a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina, cuando el valor de sus bienes en conjunto resulte iguales o inferiores a $ 2.000.000.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se modificó el Título VI de la Ley Nº 23.966 y modificatorias de Impuesto sobre los Bienes Personales en relación a la condición de los contribuyentes, con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes. De acuerdo con esta modificación, se dejó atrás el criterio de "domicilio" para definir al sujeto pasivo del impuesto, pasando a regirse por el criterio "residencia" de acuerdo con el artículo 116 de la ley de Impuesto a las Ganancias.

El IBP aplicable a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina para los períodos fiscales iniciados en 2019 y siguientes se calculará sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año tal como se describe a continuación:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Monto fijo de impuesto	Más el %	Sobre el excedente de $
Más de $	A $			
0	3.000.000 (inclusive)	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000 (inclusive)	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000 (inclusive)	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	En adelante	156.250	1,25%	18.000.000

Cabe destacar que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva delegó en el Poder Ejecutivo la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un cien por ciento (100%) sobre la tasa máxima para gravar los bienes situados en el exterior. Es así como a través del Decreto 99/2019, se establecieron las mencionadas alícuotas aplicables sobre bienes situados en el exterior, elevándose las mismas a 0,70%, 1.20%, 1,80% y 2,25% respectivamente según la escala del cuadro anterior. Asimismo, el mencionado Decreto dispuso que en caso de producirse la repatriación de activos financieros que representen no menos del 5% del valor del total de bienes situados en el exterior, y con anterioridad al 30 de abril de 2020, no quedarían alcanzados por el incremento mencionado.

Por su parte, las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes fuera de Argentina tributan este impuesto por los bienes ubicados en Argentina (tales como las Obligaciones Negociables). Tales sujetos están alcanzados por el IBP y deberán ingresar con carácter de pago único y definitivo calculado sobre el valor de dichos bienes al 31 de diciembre de cada año, los montos que se calculen aplicando una alícuota, de acuerdo con las últimas modificaciones introducidas por Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, del 0,50% para los períodos fiscales 2019 y subsiguientes. Las personas humanas o sucesiones indivisas residentes fuera de Argentina no se encuentran sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a $250.

El IBP se aplica sobre el valor de mercado de los títulos valores cuando estos cotizan al 31 de diciembre de cada año calendario, o los costos de adquisición más intereses devengados en el caso de títulos valores sin oferta pública.

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior.

Si bien los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas humanas residentes o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un responsable sustituto en Argentina (el Artículo 26 de la Ley de IBP lo define como un sujeto residente en Argentina que tenga la tenencia, disposición, custodio o depósito) estarían técnicamente sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto Nº 127/96, no habiéndose establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos. Conforme al párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP el sistema de responsable sustituto no se aplica a las Obligaciones Negociables.

La ley del IBP presume en algunos casos, sin admitir prueba en contrario, que las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas del país y por lo tanto sujetas al IBP. Por ejemplo, cuando el titular directo de las Obligaciones Negociables corresponda a determinadas sociedades, empresas, establecimientos permanentes, patrimonios de afectación o explotaciones, (i) residentes o en su caso radicados o ubicados en el exterior, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de títulos valores privados; y (ii) que en virtud de su naturaleza jurídica o sus estatutos (a) su actividad principal consista en la realización de inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar ciertas actividades en su propio país o realizar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes de dicho país (específicamente; sociedades off-shore que no sean compañías de seguro, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea) se considerarán propiedad de personas físicas residentes en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto (el "Obligado Sustituto"), la alícuota del 1% a partir del período fiscal 2019 y siguientes; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto del Poder Ejecutivo Nacional Nº 127, del 9 de febrero de 1996 así como la Resolución General (AFIP) Nº 2151/06 establecen que el Obligado Sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales 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 812/96, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en mercados de valores ubicadas en Argentina o en el 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 2151/2006 de la AFIP. En caso de que el Estado Nacional considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley Nº 26.452, los fiduciarios de los fideicomisos no financieros tienen la obligación de considerar el valor de los bienes integrantes del fondo (incluidas las Obligaciones Negociables) a los fines de ingresar el IBP correspondiente.

Impuesto al valor agregado

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina. Según lo previsto en el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si la emisora no cumpliera las Condiciones del Artículo 36, ésta será responsable por el pago de cualquiera de los impuestos resultantes.

De conformidad con el Decreto N° 280/97, la Ley N° 23.349 y sus modificaciones (la Ley de Impuesto al Valor Agregado), la transferencia de las Obligaciones Negociables se encuentra exenta (art. 7 inciso b) del impuesto al valor agregado aun cuando no se reúnan las Condiciones del Artículo 36.

Impuestos a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el impuesto a los débitos y créditos. La alícuota general del impuesto a los débitos y créditos asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Conforme al Decreto N° 409/2018 (publicado en el BO el 7 de mayo de 2018), el 33% del impuesto pagado sobre los créditos a la alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto a las Ganancias y la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito de impuestos o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%.

Existen algunas excepciones de este impuesto que podrían aplicar según el tipo de contribuyente de que se trate y el uso que intente darse a la cuenta. Por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en Argentina (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

Sin perjuicio de lo anterior, a partir del dictado de la Resolución General (AFIP) N° 3900/2016, ciertas cuentas bancarias requieren ser registradas en el registro establecido por la autoridad administrativa (AFIP-DGI) a fin de que puedan beneficiarse de las exenciones y reducciones previstas para este impuesto.

Asimismo, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció que, al llevarse a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas abiertas en entidades financieras estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de estos. Cabe aclarar que esta disposición no resulta aplicable para personas humanas o jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el BO el día 29 de diciembre de 2017), dispuso la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

Impuesto de Sellos

Conforme la Ley Nº 23.548 de Coparticipación Federal de Impuestos (la "Ley de Coparticipación"), las provincias pueden establecer un impuesto de sellos que "recaerá sobre actos, contratos y operaciones de carácter oneroso instrumentados, sobre contratos a título oneroso formalizados por correspondencia, y sobre operaciones monetarias que representen entregas o recepciones de dinero que devenguen interés, efectuadas por entidades financieras regidas por la Ley Nº 21.526".

La Ley de Coparticipación establece que se deberá entender por instrumento, toda escritura, papel o documento del que surja el perfeccionamiento de los actos, contratos y operaciones mencionadas en la ley, de manera que revista los caracteres exteriores de un título jurídico por el cual pueda ser exigido el cumplimiento de las obligaciones sin necesidad de otro documento y con prescindencia de los actos que efectivamente realicen los contribuyentes.

El artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en el ámbito nacional están exentos los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones de dinero, relacionadas a la emisión, suscripción, colocación y transferencias de las obligaciones negociables (tales como las Obligaciones Negociables).

Los potenciales inversores deberán considerar la posible incidencia de este impuesto considerando las disposiciones de la legislación provincial aplicable a su jurisdicción de residencia y actividad económica.

Conforme el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires están exentos del pago de este gravamen los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de 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 indicadas anteriormente, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

El Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece que están exentos del pago de este gravamen los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conformes el régimen de las Leyes N° 23.576 y N° 23.962 y sus modificatorias. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables indicadas anteriormente, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

De acuerdo con el denominado "Pacto Fiscal", las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer alícuotas máximas en el impuesto de sellos de acuerdo con el siguiente esquema: 0,75% a partir del 1 de enero de 2020; 0,50% a partir del 1 de enero de 2021; y 0,25% a partir del 1 de enero de 2022. Asimismo, acordaron eliminar el impuesto de sellos a partir del año 2023. No obstante, lo anterior, se destaca que el 17 de diciembre de 2019, el Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspendieron hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación del Pacto Fiscal.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un gravamen local que se aplica por las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y se calcula sobre la base de los ingresos brutos de los contribuyentes que desarrollan sus actividades regularmente en dichas jurisdicciones.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia Argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias ("SIRCREB") que permite el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto a los Ingresos Brutos, aplicable sobre las sumas acreditadas en las cuentas mantenidas en entidades bancarias de Argentina cualquiera sea su especie y/o naturaleza. Los regímenes varían de acuerdo con las leyes específicas de cada provincia argentina, por lo que debe llevarse un análisis teniendo en consideración la legislación provincial en cada caso en particular.

Algunas jurisdicciones adhieren al sistema SIRCREB para todos sus contribuyentes, ya sean locales o bajo el Convenio Multilateral (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires). Por el contrario, otras jurisdicciones están exclusivamente adheridas al Convenio Multilateral para sus contribuyentes. Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección General de Rentas. Los alícuotas generales aplicables varían aproximadamente entre el 0,01% y 5%, ello de acuerdo con ciertos grupos, parámetros y categorías de contribuyentes.

Existen jurisdicciones (como por ejemplo Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y la Provincia de Buenos Aires) que establecen exenciones en sus Códigos Fiscales para los ingresos vinculados a obligaciones negociables, en la medida en que las mismas se hayan emitido en cumplimiento de la Ley de Obligaciones Negociables y se encuentren a su vez exentas en el impuesto a las ganancias.

Se destaca que, el 17 de diciembre de 2019, el Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspendieron hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación del denominado "Pacto Fiscal". Por medio de este pacto, los firmantes habían asumido el compromiso de reducir las alícuotas del impuesto sobre los Ingresos Brutos.

Considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales inversores deben considerar los efectos del impuesto a los ingresos brutos, los regímenes de acreditaciones bancarias específicas y el régimen SIRCREB en función de las jurisdicciones locales involucradas.

Tasa de Justicia

En el caso que se haga necesario instituir procedimientos de ejecución con relación a las Obligaciones Negociables en la Argentina, se aplicará una tasa de justicia del orden del 3% sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales federales argentinos o ante los tribunales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ciertos impuestos judiciales y de otra índole podrían imponerse sobre el monto de cualquier reclamación presentada ante los tribunales de la provincia correspondiente.

Impuesto a la Trasmisión Gratuita de Bienes

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no se grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Otras provincias han sancionado un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (en adelante, el "ITGB"), como la Provincia de Buenos Aires, a partir del 1 de enero de 2011, por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.

- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entro otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios (como las Obligaciones Negociables) que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

En cuanto a las alícuotas, se han previsto alícuotas progresivas del 1,6026% al 8,7840%, y las mismas varían según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Las transferencias de las Obligaciones Negociables a título gratuito podrían estar alcanzadas por el ITGB en la medida en que la transmisión gratuita sea igual o superior a $ 322.800. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será $ 1.344.000.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Tratados para evitar la doble imposición

Argentina ha suscriptos tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Brasil, Bolivia, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Suecia, Suiza, Reino Unido, Rusia, Emiratos Árabes Unidos y Uruguay. Asimismo, Argentina ha suscriptos convenios con Austria, China, Turquía, Qatar, Japón y Luxemburgo, aunque están bajo proceso de ratificación y actualmente no se encuentran en vigor. A su vez, se encuentran en negociación convenios con Colombia e Israel, y enmiendas al convenio vigente con Alemania. Actualmente no hay pactos ni convenciones fiscales vigentes entre Argentina y Estados Unidos.

Fondos provenientes de países no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal

Son considerados como países no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que no tienen en vigencia con el Gobierno Argentino un tratado para el intercambio de información sobre cuestiones tributarias o para evitar la doble imposición con una cláusula amplia para el intercambio de información. Del mismo modo, esos países que, al tener un acuerdo de este tipo en vigor, no cumplan efectivamente con el intercambio de información deben ser considerados como no cooperadores. Los tratados y acuerdos antes mencionados deben cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los cuales la República Argentina se ha comprometido.

Además, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el Poder Ejecutivo elaborará una lista actualizada de países considerados como no cooperativos basado en el criterio antes mencionado. Tal como fuera mencionado, el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/19. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultarlo antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Por otro lado, la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las jurisdicciones de baja o nula tributación como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esta ley (*i.e.* 15%).

Conforme la presunción legal prevista en el artículo 18.2 de la Ley Nº 11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de países considerados no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal serán gravados de la siguiente manera:

(a) con el impuesto a las ganancias, aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

(b) con el IVA, también aplicada sobre el 110% del monto de los fondos recibidos.

Aunque no es claro el significado del concepto ingresos provenientes, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

(1) desde una cuenta en un país no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país no colaborador.

(2) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

De acuerdo con el artículo 82 de la Reforma Tributaria, toda referencia efectuada a "países de baja o nula tributación" o "países no considerados cooperantes a los fines de la transparencia fiscal", deberá entenderse que hace alusión a "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación", en los términos previstos en el artículo 19 y 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Medidas dispuestas por el Gobierno Argentino para el tratamiento de la pandemia COVID-19

Tal como fuera mencionado, el virus se ha propagado a nivel mundial, afectando a casi todos los países del mundo, incluyendo Argentina. Al respecto, varios gobiernos han adoptado una serie de medidas para contener la propagación del COVID-19. En el caso de Argentina, al 11 de febrero de 2021, de acuerdo con la información publicada por el Ministerio de Salud de la Nación, el total de casos confirmados supera los 2.000.000 de contagiados, los cuales 49.674 fueron mortales.[1]

En línea con ello, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 297/20, por el cual se dispuso el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" durante el plazo comprendido entre el 20 y el 31 de marzo del corriente año, para los y las habitantes del país y para las personas que se encontraran transitoriamente en él. Este plazo, por razones consensuadas y fundadas en el cuidado de la salud pública, fue sucesivamente prorrogado mediante los Decretos Nros. 325/20, 355/20, 408/20, 459/20 y 493/20 y, con ciertas modificaciones según el territorio, mediante el "distanciamiento social preventivo y obligatorio" por los Decretos Nros. 520/20, 576/20, 605/20, 641/20, 677/20, 714/20, 754/20, 792/20 814/20, 875/2020, 956/2020, 985/2020, 1033/2020, 67/2021, 168/2021 hasta el 9 de abril de 2021.

En este sentido, desde fines de marzo de 2020 el Gobierno Argentino adoptó diversas medidas en respuesta al brote de COVID-19 destinadas a prevenir infecciones masivas de residentes argentinos y la congestión del servicio de salud, que principalmente incluyeron: (1) imposición de un ASPO a nivel nacional, permitiendo únicamente el tránsito de las personas que se desempeñan en las actividades exceptuadas dado que fueron consideradas actividades y servicios esenciales, conforme fuera prorrogado en sucesivas oportunidades; (2) medidas de DISPO, extendidas hasta el 28 de febrero de 2021, para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos y en los partidos y

[1] A ser actualizado al momento de publicar el Prospecto

departamentos de las provincias argentinas que no posean transmisión comunitaria sostenida del virus y verifiquen en forma positiva los parámetros epidemiológicos y sanitarios correspondientes; (3) asistencia a residentes argentinos en el exterior y repatriación paulatina; (4) suspensión de actividades con grandes multitudes; (5) prohibición de asistencia a eventos deportivos; (6) vigilancia más estricta de las fronteras argentinas; (7) suspensión de vuelos de Aerolíneas Argentinas y adopción de regulaciones para coordinar vuelos de repatriación para residentes argentinos en el extranjero; (8) cierre de escuelas y universidades (que permanecen abiertas para ayuda alimentaria y fines administrativos); (9) cierre de las fronteras argentinas; (10) suspensión de vuelos de cabotaje y operaciones de trenes y colectivos de larga distancia; (11) suspensión de la liga nacional de fútbol; (12) se incorporó al COVID-19 como enfermedad de carácter profesional; (12) modificación presupuestaria para el fortalecimiento sanitario; (14) Suspensión del cobro de peajes para el personal de salud y seguridad; entre otras.

Simultáneamente, el Gobierno Argentino implementó y continúa implementando un paquete de medidas para reducir los efectos económicos y sociales del brote de COVID-19 en Argentina, entre ellas: (i) el pago de un bono extraordinario de $3.100, por única vez, para los beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo (AUH); (ii) el pago de un bono extraordinario de $3.000, por única vez, para los jubilados y pensionados que cobran un haber mínimo, hasta un máximo incluido de $18.892; (iii) el pago de un ingreso familiar de emergencia (IFE) de $10.000 para los sectores más vulnerables que se encuentran afectados por el contexto actual; (iv) incremento de partidas presupuestarias destinadas a áreas críticas; (v) creación del Programa de ATP destinado tanto a empleadores como a trabajadores, que consiste, principalmente, en la postergación o reducción de hasta el 95% del pago de contribuciones patronales, créditos a tasa 0% para monotributistas y autónomos, un salario complementario para los trabajadores en relación de dependencia del sector privado (50% a cargo del Estado), así como un sistema integral de prestaciones por desempleo; (vi) prohibición de despidos y suspensiones (no acordadas) sin justa causa, ni por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor; (vii) en el marco de la emergencia pública en materia ocupacional declarada por el Decreto N° 34 del 13 de diciembre de 2019, se dispuso la prórroga de la doble indemnización para aquellas personas que sean despedidas sin causa justa (exceptúa contratos de trabajo celebrados con anterioridad al 13/12/2019 y la sector Público Nacional); (viii) paquete de medidas para proteger la producción, el trabajo y el abastecimiento; (ix) subsidio de contención familiar para fallecidos por coronavirus, aplicable a los sectores más vulnerables y cuya prestación consistirá en el pago de una suma de $15.000; (x) una serie de medidas fiscales, tales como: postergación del pago de derechos de exportación para PyMEs; suspensión de ejecuciones fiscales, prórroga de vencimientos de impuesto a las ganancias, bienes personales y cedulares correspondientes al periodo fiscal 2019, nuevo régimen de facilidades de pago para obligaciones impositivas, aduaneras y de recursos de la seguridad social, y prórroga de la suspensión de la traba de medidas cautelares para MiPyMES; (xi) prórroga de la suspensión de cortes de servicios públicos y congelamiento de tarifas hasta fin de año, incluyendo a las prestaciones de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, telefonía fija o móvil e Internet y TV por cable, por vínculo radioeléctrico o satelital, y contempla la ampliación de 3 a 6 facturas impagas que los usuarios y usuarias alcanzados por la medida podrán acumular, sin la interrupción de los suministros; (xii) prórroga de la suspensión del cierre e inhabilitación de cuentas bancarias hasta el 31/12/2020, inclusive; (xiii) prórroga de los precios máximos para alimentos de la canasta básica y productos de primera necesidad; (xiv) congelamiento temporario de alquileres y suspensión de desalojos; (xv) nueva fórmula para la estimación del consumo de electricidad en hogares residenciales; (xvi) en lo atinente al segmento al de generación: se postergó la aplicación del mecanismo de ajuste automático previsto para las remuneraciones en el mercado spot del segmento de generación eléctrica: con fecha 8 de abril de 2020, la SE instruyó a CAMMESA mediante la Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP a posponer, hasta nueva decisión, la aplicación del mecanismo de ajuste mensual automático, previsto por la Resolución SE N° 31/20 para las remuneraciones aplicada a la generación eléctrica vendida en el mercado spot; y se estableció un mecanismo extraordinario de pago para los Grandes Usuarios: a través de la Nota NO-2020-24708517-APN-SSEE#MDP, la SE aprobó un mecanismo extraordinario de pago para los Grandes Usuarios que adquieren electricidad directamente a CAMMESA, a los cuales faculta a abonar al vencimiento sólo una porción de la factura por el suministro, y a prorrogar el pago del saldo por un plazo de 15 días a 6 meses, en función de la caída de su propia demanda. Sobre tales montos no se aplicarán recargos ni intereses punitorios. Este mecanismo se aplicará a los vencimientos que se produzcan a partir del 1 de abril de 2020 y hasta 60 días posteriores al levantamiento del ASPO; entre otras medidas. Adicionalmente, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 la reducción de los recargos e intereses por mora a los grandes usuarios del MEM.

Con fecha 7 de noviembre del corriente año el Poder Ejecutivo, habiendo observado una disminución en el número de casos en el Área Metropolitana de Buenos Aires concomitante con una estabilización de la velocidad de aumento en los principales centros urbanos del país, se dispuso el DISPO en base al cual solo podrán realizarse actividades económicas, industriales, comerciales o de servicios, en tanto posean un protocolo de funcionamiento aprobado por la autoridad sanitaria provincial o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que contemple la totalidad de las recomendaciones e instrucciones de la autoridad sanitaria nacional y restrinja el uso de las superficies cerradas permitiendo como máximo el uso del 50% de su capacidad, entre otras medidas, contemplando en todo caso que en función de la evolución de la epidemia en las distintas jurisdicciones y tomando en cuenta parámetros definidos (variación en el número de casos entre las últimas 2 semanas y las 2 previas; presencia de transmisión comunitaria y saturación del sistema sanitario), se puede transitar entre ASPO y DISPO, según la situación particular de cada aglomerado urbano, departamento o partido, y que el momento en que se debe avanzar o retroceder no depende de plazos medidos en tiempo sino de la situación epidemiológica que se verifique en función de parámetros objetivos.

El resumen precedente no constituye un análisis completo de todas las consecuencias impositivas relacionadas con la titularidad de Obligaciones Negociables. Los tenedores y los posibles compradores de Obligaciones Negociables deben consultar a sus asesores impositivos acerca de las consecuencias impositivas en su situación particular.

Declaración por parte de Expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a Disposición

El presente Prospecto, los estados financieros incluidos en él y los libros sociales y contables se encuentran a disposición de los interesados en la sede social de la Compañía sita en Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 17 hs. Podrán asimismo consultarse en BYMA o en la AIF (www.cnv.gov.ar), en el ítem “Empresas”.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.
25 de marzo de 2021.

EMISORA

CROWN POINT ENERGÍA S.A.
Godoy Cruz 2769 Piso 4
C1425FQK – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

SALAVERRI, BURGIO & WETZLER MALBRÁN
Av. Libertador 602, Piso 3°
C1001ABT – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

PRICE WATERHOUSE & CO S.R.L.

Bouchard 557, Piso 7°
C1106ABG – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina