

CAPEX S.A.

PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR UN VALOR NOMINAL DE HASTA US\$ 600.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE VALOR)

En virtud del programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta U\$S 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) (el “Programa”) que se describe en el presente prospecto (el “Prospecto”), Capex S.A. (indistintamente, “Capex”, la “Sociedad”, la “Compañía” o la “Emisora”), podrá emitir periódicamente, en una o más series (cada una de ellas, una “Serie”) y/o en una o más clases (cada una de ellas, una “Clase”) obligaciones negociables simples no convertibles en acciones (las “Obligaciones Negociables”). El valor nominal total máximo de todas las Obligaciones Negociables que periódicamente se encuentren en circulación en el marco del Programa no podrá exceder la suma de U\$S 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). A los fines del cómputo del monto total del Programa, el tipo de cambio a aplicar será el precio del Dólar “Vendedor Divisa” informado por el Banco de la Nación Argentina (el “Banco Nación”).

Las Obligaciones Negociables constituirán, una vez emitidas, “obligaciones negociables” bajo la Ley de Obligaciones Negociables de la República Argentina N° 23.576, según fuera modificada por la Ley N° 27.440 de Financiamiento Productivo (la “Ley de Financiamiento Productivo”) y sus modificatorias (la “Ley de Obligaciones Negociables”), y de las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) conforme su texto ordenado vigente en virtud de la Resolución N° 622/13 y sus modificatorias y/o complementarias (las “Normas de la CNV”), y serán colocadas por oferta pública de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 26.831, sus modificatorias y reglamentarias (la “Ley de Mercado de Capitales”). Las Obligaciones Negociables gozarán de los beneficios otorgados en la normativa vigente citada y se emitirán y colocarán de conformidad y en cumplimiento de todos sus requisitos.

Las Obligaciones Negociables tendrán los términos y condiciones que se especifiquen en los suplementos al Prospecto correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno de ellos, un “Suplemento de Prospecto” o un “Suplemento”). Los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los establecidos en el correspondiente Suplemento de Prospecto, respetando en todo momento los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con la normativa vigente, contados a partir de su fecha de emisión original. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, no devengar intereses y ser emitidas con descuento sobre su valor nominal, y/o devengar intereses sobre la base de cualquier otro método que se indique en el Suplemento de Prospecto aplicable.

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con o sin garantía especial, subordinadas o no e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin preferencia alguna entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo especificación en contrario o tratamiento preferencial según la ley aplicable.

La Emisora ha decidido que el Programa no cuente con calificación de riesgo alguna, sino que podrá optar por calificar cada Clase y/o Serie emitida bajo el mismo en cuyo caso hará constar la calificación otorgada en el respectivo Suplemento. La Emisora y su clase emitida a la fecha de este Prospecto cuentan con las siguientes calificaciones de riesgo: (1) una calificación de riesgo de fecha 15 de febrero de 2023, otorgada por Fix Scr, Rating: AA-(Arg), Perspectiva: Estable, pudiéndose consultar en el link que se indica a continuación: <https://aif2.cnv.gov.ar/Presentations/publicview/ca61d2ef-e82a-450b-b198-e66e784ea607>; (2) dos calificaciones internacionales de riesgo, una de fecha 19 de octubre de 2022, otorgada por Fitch Ratings, Rating: CCC+/RR4 (Int), pudiéndose consultar en idioma inglés: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/capex-sa-19-10-2022>, y otra de fecha 30 de marzo de 2023, otorgada por S&P Int’l, Rating: CCC-, Perspectiva: Negativa, en idioma inglés

en: <https://disclosure.spglobal.com/ratings/es/regulatory/org-details/sectorCode/INFRA/entityId/317643>; y (3) una calificación local de riesgo de fecha 31 de marzo de 2023, otorgada por S&P Int'l, Rating: raCCC+, Tendencia: Negativa, pudiéndose consultar la misma en el link que se indica a continuación: <https://aif2.cnv.gov.ar/Presentations/publicview/c59f59d8-5957-4d4b-947c-a704e1b39d18>. Véase “Calificaciones”, en el presente Prospecto.

De acuerdo al artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, el Directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que, a su leal saber y entender, la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tengan como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre ella, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de la Organización de Naciones Unidas.

De conformidad con la Resolución General N° 917/2021 de la CNV, la Emisora oportunamente informará en cada Suplemento, de corresponder, si las Obligaciones Negociables a emitirse gozarán de los beneficios impositivos dispuestos por el Decreto N° 621/2021. Para obtener información relativa a la normativa vigente en materia de carga tributaria, véase la sección “Información Adicional – Carga Tributaria” del Prospecto.

Oferta Pública autorizada por Resolución N° RESFC-2022-21941-APN-DIR#CNV de fecha 7 de septiembre de 2022 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, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Sociedad 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 Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

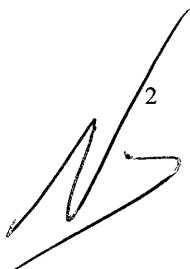
<p style="text-align: center;">Capex S.A CUIT: 30-62982706-0 Teléfono: (+54 11) 4796-6000 Avenida Córdoba 950, 8° piso, oficina “C” C1054AAV, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina info@capex.com.ar / https://www.capex.com.ar/</p>
--

Las Obligaciones Negociables serán listadas y negociadas en aquellos mercados que se especifiquen en los respectivos Suplementos de Prospecto.

Antes de adoptar cualquier decisión de inversión en las Obligaciones Negociables, los potenciales inversores deberán considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto, en el Suplemento de Prospecto correspondiente y, en caso que fuera pertinente, en los avisos respectivos (incluyendo sin limitación los factores de riesgo que se describen en la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto y de los correspondientes Suplementos de Prospecto).

El presente Prospecto y los estados financieros referidos, así como eventualmente, de los Suplementos, podrán solicitarse en la sede administrativa de la Emisora, ubicada en Avenida Córdoba 950, piso 8 C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 17 hs o en su página web. Podrá asimismo consultarse el Prospecto en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”) o en la Autopista de Información Financiera (“AIF”) de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>), en el ítem “Empresas”.

La fecha de este Prospecto es 21 de julio de 2023



ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	4
INFORMACIÓN RELEVANTE	6
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	7
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS	9
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	15
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EN QUE CAPEX DESARROLLA SU ACTIVIDAD	19
DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE CAPEX	84
POLÍTICAS DE LA EMISORA	152
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	157
RESUMEN DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	169
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	174
ANTECEDENTES FINANCIEROS	196
INFORMACIÓN ADICIONAL	198
DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN	239
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	265
ADVERTENCIA AL PÚBLICO INVERSOR	266
	267

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en los Suplementos de Prospecto correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos correspondientes).

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

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

Ni este Prospecto ni los Suplementos de Prospecto correspondientes constituyen o constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera, consultara y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos de Prospecto correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizarán 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 la fecha consignada en él y podrá sufrir cambios en el futuro. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo 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 no son completos y se encuentran condicionados en su totalidad por referencia a dichos documentos.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS PRIMARIAS DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE ESAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LOS VALORES NEGOCIABLES INGRESAN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES ÚNICAMENTE PODRÁN SER REALIZADAS A TRAVÉS DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS DE NEGOCIACIÓN BAJO SEGMENTOS QUE ASEGUREN LA PRIORIDAD PRECIO TIEMPO Y POR INTERFERENCIA DE OFERTAS, GARANTIZADAS POR EL MERCADO Y/O LA CÁMARA COMPENSADORA EN SU CASO, Y DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA

ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS SU INDIVIDUALIZACIÓN Y LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso que la Sociedad se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables. Para mayor información ver *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con las 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 el presente Prospecto.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Sociedad tendrá las obligaciones y responsabilidades que impone el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece dicho artículo, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Adicionalmente, conforme lo previsto en el Artículo 120 de la mencionada 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 deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Los directores y síndicos de la Emisora son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los obligacionistas, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

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 Argentina, la Sociedad podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán sustancialmente la misma información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos de Prospecto correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Los agentes colocadores 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 que no se encuentran alcanzados por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

INFORMACIÓN RELEVANTE

Aprobaciones Societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la reunión de Directorio de la Sociedad de fecha 24 de agosto de 2022, de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del estatuto de la Sociedad. La actualización de la información comercial, contable y financiera del Programa fue aprobada por reunión del Directorio de la Sociedad de fecha 3 de julio de 2023. Conforme a lo dispuesto en el estatuto de la Sociedad, y la normativa aplicable, el Directorio de la Sociedad y aquellas personas en las que en el futuro dicho órgano delegue, podrán aprobar los términos y condiciones definitivos de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que en el futuro se emitan bajo el Programa.

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, los términos “\$” y “Pesos”, se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “U.S.\$”, “US\$”, “U\$S”, “USD” y “Dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “Boletín Diario de la BCBA” se refiere al Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “BYMA” se refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al Índice de Precios al Consumidor, el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 general de sociedades y sus modificatorias, el término “Secretaría de Energía”, “SGE”, “SE”, refiere a la Secretaría de Energía de la Nación Argentina, la cual que se encuentra dentro de la órbita ministerial del Ministerio de Economía, el término “ME&M” se refiere al entonces Ministerio de Economía y Minería (hoy SE), y el término “SEE” refiere a la Subsecretaría de Energía Eléctrica.

Datos de Mercado

La Sociedad ha extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada por el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la SE, la SEE, la Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería de la Provincia del Neuquén, la Secretaría de Minería e Hidrocarburos de las Provincias de Río Negro y Chubut, y CAMMESA. Adicionalmente, si bien la Sociedad considera que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Sociedad considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, la Sociedad no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Documentos a Disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en la sede social, sita en Av. Córdoba 950, piso 8 C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem Información Financiera.

Redondeo

La Sociedad ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentados.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Todas las manifestaciones, con excepción de las manifestaciones referidas a hechos históricos, contenidas en este Prospecto, incluyendo aquéllas relativas a la futura situación financiera de Capex, su estrategia comercial, presupuestos, proyecciones de costos, planes y objetivos de la gerencia para las futuras operaciones, son manifestaciones estimativas del futuro.

Las palabras “*considera*”, “*puede*”, “*hará*”, “*estima*”, “*continúa*”, “*prevé*”, “*se propone*”, “*espera*”, “*podría*”, “*haría*” y palabras similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones respecto del futuro. La Emisora ha basado estas declaraciones respecto del futuro, en gran parte, en sus expectativas y proyecciones corrientes acerca de hechos y tendencias futuras que afectan sus actividades, pero estas expectativas y proyecciones están inherentemente sujetas a significativos riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales se encuentran fuera del control de la Emisora, y podrían no resultar exactas. Algunos factores importantes que podrían ser causa de que los resultados reales difieran significativamente de las declaraciones respecto del futuro formuladas en este Prospecto incluyen: la situación económica, social, jurídica, política y de negocios en general de Argentina, la inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio y en las tasas de interés, cambios en las regulaciones gubernamentales existentes y futuras en la Argentina, los fallos adversos en procesos legales y/o administrativos, y otros factores que se describen en los capítulos denominados “*Factores de Riesgo*” y “*Perspectiva Operativa y Financiera*” del presente. Asimismo, si bien la Emisora cree que las expectativas reflejadas en dichas manifestaciones son razonables, es probable que una o más de las expectativas y proyecciones puedan verse significativamente afectadas por eventos y circunstancias que no pueden ser previstos, impedidos ni controlados por el Emisor, como así tampoco la Emisora puede determinar el efecto relativo que las variaciones puedan tener respecto de las expectativas y proyecciones utilizadas por el Emisor en las manifestaciones sobre el futuro.

Consecuentemente, el presente y/o cualquier Suplemento de Prospecto no debe ser considerado como una declaración y garantía de la Emisora ni de ninguna otra persona acerca de que las manifestaciones estimativas del futuro serán efectivamente alcanzadas y, por ello, los posibles inversores no deberán confiar indebidamente en tales manifestaciones ni basar una decisión de inversión en las Obligaciones Negociables sobre tales manifestaciones.

Toda manifestación respecto del futuro contenida en el presente y/o cualquier Suplemento de Prospecto, así como las estimaciones y proyecciones subyacentes, son efectuadas a la fecha de dicho documento y la Emisora no actualizará ni revisará, ni asume el compromiso de actualizar o de otro modo revisar dichas manifestaciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, aun cuando cualquiera de dichos eventos o circunstancias implique que una o más manifestaciones estimativas sobre el futuro se transformen en incorrectas. Estas advertencias deberán tenerse presentes al momento de tomar decisiones relacionadas con la inversión en las Obligaciones Negociables en relación con cualquier manifestación estimativa del futuro que la Emisora pudiera efectuar en el futuro.

Dado que dichas manifestaciones se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados reales podrían diferir sustancialmente respecto de aquéllos expresados en dichas manifestaciones o implícitos en ellas. Los factores que podrían provocar que los resultados reales difieran sustancialmente incluyen, entre otros:

- (1) cambios en la situación económica, política, legal y de negocios general de la República Argentina, Latinoamérica y en mercados en donde la Emisora opere;
- (2) conflicto actual entre Rusia y Ucrania;
- (3) aumento de la inflación;
- (4) fluctuación del tipo de cambio, incluida una significativa devaluación del Peso;
- (5) controles de cambio, restricciones a las transferencias al extranjero y restricciones a las entradas y salidas de capital;
- (6) políticas y regulaciones gubernamentales existentes y futuras en la República Argentina y en mercados en donde la Emisora opere;
- (7) incertidumbre respecto a la estimación de reservas y la capacidad de la Emisora de descubrir o adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas de hidrocarburos;
- (8) incertidumbre o inhabilidad de renovar las concesiones de la Emisora;
- (9) cambios en el precio de la energía eléctrica, del petróleo, del gas y de los derivados del gas;
- (10) volatilidad en los mercados en los que operamos;

- (11) la disponibilidad de financiación en condiciones razonables;
- (12) variaciones en los mercados de capitales que afecten las posibilidades de otorgar préstamos o de invertir en compañías argentinas;
- (13) que el Gobierno Argentino no logre cumplir con los compromisos asumidos con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) respecto a la renegociación de su deuda, afectando su capacidad de obtener financiación y de diagramar y aplicar reformas y políticas que impulsen el crecimiento económico;
- (14) nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;
- (15) incertidumbre relacionada con la política (incluida las relaciones a partir de la escalada de conflictos entre estados) condiciones financieras, comerciales, jurídicas, sociales y económicas en Argentina o en otras jurisdicciones que podrían afectar a los resultados de nuestras operaciones;
- (16) regulaciones ambientales, incluyendo la exposición a riesgos a partir de la manipulación de materiales peligrosos;
- (17) el aumento de costos;
- (18) riesgos operativos inherentes a la generación de energía eléctrica (incluida la energía eólica), la producción y venta de propano y butano, la producción de oxígeno e hidrógeno la exploración y explotación de petróleo y gas, y la venta de petróleo y gas;
- (19) riesgos inherentes a la demanda, venta, y capacidad de transporte de la energía eléctrica;
- (20) competencia en el sector energético argentino, como resultado de la construcción de nueva capacidad de generación;
- (21) riesgos inherentes a las condiciones contractuales bajo las que Capex desempeña su actividad;¹
- (22) otros factores que se describen en la Sección “*Factores de Riesgo*”, en el presente.

A modo de ejemplo, pueden encontrarse las siguientes declaraciones respecto del futuro:

- (1) estimaciones de futuros gastos de capital, estructura de capital y otros elementos o ratios financieros;
- (2) declaraciones sobre los futuros planes de negocios, objetivos y metas de Capex, incluyendo aquéllas referidas a actividades de exploración y generación de energías renovables así como tendencias del mercado, inversiones y regulaciones;
- (3) declaraciones acerca de la situación financiera de Capex o sobre las condiciones económicas de la República Argentina en el futuro; y
- (4) declaraciones o premisas basadas en los puntos anteriores.

Todas las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto están condicionadas en su totalidad por estos riesgos, incertidumbres y otros factores. Se recomienda no basarse en ellas sin la debida precaución, ya que sólo se relacionan con la fecha en la que son enunciadas. La Emisora rechaza toda responsabilidad u obligación de actualizar públicamente o revisar cualquier declaración respecto del futuro contenido en este Prospecto, tanto como resultado de la existencia de nueva información, por hechos futuros o por otro motivo. Los hechos o circunstancias futuros podrían originar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados históricos o previstos.

¹ Nota a Capex: Las declaraciones sobre hechos futuros 18 a 21 no están en el EOM. Hemos ajustado alguno. Por favor confirmen si están OK con esta postura.

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.

Determinadas modificaciones a las regulaciones argentinas sobre lavado de activos tuvieron como objetivo que su aplicación se extendiera a mayor número y tipo de transacciones financieras y/o de valores negociables.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente entre otras por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268, N° 26.683, N° 26.733, N° 26.734, N° 27.260, N° 27.508, Decreto N° 27/2018 y la Ley N° 27.446 (la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal de la Nación Argentina (el “Código Penal”) y tipifica el lavado de activos como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava o aplica de cualquier otro modo dinero o cualquier otro activo no corriente proveniente de un delito en el cual esa persona no ha participado, con el posible resultado de que el activo original o subrogante pueda aparecer como de origen legítimo, siempre que el valor del activo supere los \$300.000, ya sea que tal monto resulte de una o más transacciones.

Con la reforma efectuada mediante la ley N° 26.683, se tipifica el delito de lavado de activos como un delito contra el orden económico y financiero (no ya como un delito contra la administración pública) y se introducen ciertas modificaciones al tipo penal: (i) se suprime la exigencia de que para que se configure el lavado no se hubiera participado del delito previo y (ii) se eleva de \$50.000 a \$300.000 la suma que constituye la condición objetiva de punibilidad del tipo penal. La eliminación del presupuesto negativo del tipo penal (no haber participado en el delito precedente) encuentra su fundamento en la exigencia global de reprimir el llamado “autolavado”, es decir, sancionar la conducta de introducir el activo ilícito en el sistema económico formal con independencia de la sanción relativa a su participación en el delito que lo origina.

Por otra parte, mediante la Ley de Prevención del Lavado de Activos, y a fin de prevenir e impedir el delito de lavado de activos y financiación del terrorismo (“LA/FT”), se creó la Unidad de Información Financiera (“UIF”) bajo la jurisdicción del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, y hoy bajo la órbita del Ministerio de Economía, a quien se le encargó el tratamiento y la transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de:

- Delitos relacionados con el tráfico y comercialización ilícita de estupefacientes (Ley N° 23.737);
- Delitos de contrabando de armas y contrabando de estupefacientes (Ley N° 22.415);
- Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita calificada en los términos del artículo 210 bis del Código Penal o de una asociación ilícita terrorista en los términos del artículo 213 ter del Código Penal;
- Delitos cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizadas para cometer delitos por fines políticos o raciales;
- Delitos de fraude contra la Administración Pública (artículo 174 inciso 5° del Código Penal);
- Delitos contra la Administración Pública previstos en los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal;
- Delitos de prostitución de menores y pornografía infantil, previstos en los artículos 125, 125 bis, 127 bis y 128 del Código Penal;
- Extorsión (artículo 168 del Código Penal);
- Delitos previstos en la ley 24.769;
- Trata de personas; y
- Delito de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal).

A su vez, la Ley de Prevención del Lavado de Activos, en su artículo 20, estableció un régimen de sujetos obligados a informar a la UIF en materia de prevención del LA/FT, en virtud de las características de sus actividades y la industria en la cuales se desempeñan (los “Sujetos Obligados”).

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la mencionada ley no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes autorizados por la CNV y compañías de seguro. Asimismo, la reciente modificación a la Ley de Prevención del Lavado de Activos introdujo dentro de las categorías de Sujetos Obligados, entre otros, a las personas físicas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas físicas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF. Tanto las normas de la UIF (Resoluciones N° 30/17, N° 156/2018 y N° 14/2023, entre otras) como las normas del BCRA requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos.

Por dicha razón, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables e informarla a las autoridades, como ser aquellas que parezcan sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sean realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Los agentes colocadores (incluidas las entidades financieras) cumplirán con todas las reglamentaciones aplicables sobre prevención del lavado de activos establecidas por el BCRA y la UIF, que reglamenta el Artículo 21 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, al estipular la obligación de informar con respecto a operaciones sospechosas y su informe a las autoridades.

En línea la Ley de Prevención del Lavado de Activos, mediante la Resolución N° 35/2023, la UIF ha aprobado la nómina de quiénes deben ser considerados personas políticamente expuestas políticamente (“PEP”) en Argentina, la cual deberá ser tenida en cuenta por los Sujetos Obligados. La particularidad de esta Resolución es incluye la previsión que una vez cumplido el plazo de los 2 años establecidos para el mantenimiento de la vigencia de la condición de PEP, el Sujeto Obligado tendrá que evaluar el nivel de riesgo del cliente o beneficiario final tomando en consideración la relevancia de la función desempeñada. Asimismo, se indica que la declaración jurada mediante la cual se requiere a los clientes que manifiesten si revisten o no la condición de PEP, deberá ser suscripta no sólo al momento del inicio de la relación comercial, sino también al momento de cambiar la condición de PEP (sea que empiece a revestir tal carácter o deje de serlo).

Las entidades financieras, en su carácter de Sujetos Obligados, deben informar cualquier transacción que parezca sospechosa o inusual, o a la que le falte justificación económica o jurídica, o que sea innecesariamente compleja, ya sea realizada en oportunidades aisladas o en forma reiterada. En julio de 2001, el BCRA publicó una lista de jurisdicciones para que las entidades financieras prestaran especial atención a las transacciones a y desde tales áreas. Actualmente, el listado de “jurisdicciones no cooperantes” puede consultarse en el artículo 24 del Decreto N° 862/2019 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 48/2023).

A su vez, 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.

En el ámbito del mercado de capitales, la UIF emitió la Resolución UIF N° 229/2011, reemplazada por la Resolución UIF N° 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF N° 156/18, N° 18/19, N° 117/19, N° 14/2023 y N° 84/2023 (“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 LA/FT 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 LA/FT; 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 LA/FT; 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.

La Resolución UIF N° 61, 2023, que dejara sin efecto a la Resolución UIF N° 154/2018, aprobó un “Procedimiento de supervisión basado en riesgos de la Unidad de Información Financiera” reglamenta los procedimientos de supervisión previstos a efectos de controlar el cumplimiento por parte de los Sujetos Obligados de las obligaciones para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT y a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

El 2 de febrero de 2023, la UIF emitió la Resolución N° 14/2023, que introduce cambios en las regulaciones aplicables a entidades financieras y cambiarias. Las principales modificaciones incluyen la incorporación de un mecanismo de actualización automática basado en el salario mínimo vital y móvil para transacciones en efectivo de alto monto, transferencias internacionales y determinación de relaciones de banca privada. Además, se establecen requisitos para el análisis de riesgos de LA/FT antes de implementar nuevos productos, prácticas o tecnologías, así como la elaboración de informes técnicos de autoevaluación de riesgos actualizados anualmente. Se imponen nuevas obligaciones para el oficial de cumplimiento y el órgano de administración o máxima autoridad de las entidades, y se permiten acuerdos de reciprocidad entre entidades del mismo grupo para compartir información sobre clientes. También se definen supuestos que implican un mayor riesgo de LA/FT y se exige una debida diligencia reforzada por parte de los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales. Otras disposiciones incluyen el uso de otros sujetos obligados para ciertas medidas de debida diligencia del cliente, la prohibición de cuentas anónimas o bajo nombres ficticios, y la valoración de situaciones para determinar si se debe informar de una operación sospechosa.

Por su parte, las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las Obligaciones Negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Respecto de la Compañía, ésta debe identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberá cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados y regímenes tributarios especiales considerados cooperantes. Cuando dichas personas no se encuentren incluidas en dicho listado y en sus jurisdicciones de constitución califiquen como intermediarios registrados de una entidad bajo el control y supervisión de un organismo que desarrolla funciones similares a las de la CNV, solo se les permitirá llevar a cabo operaciones si presentaran prueba indicando que la comisión de valores pertinente de su jurisdicción ha firmado un memorándum de entendimiento para la cooperación e intercambio de información con la CNV. En función de la ley N° 27.430 tal como fuera posteriormente

modificada (la “Reforma Tributaria”) cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores podrán solicitar, y los inversores deberán presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el BCRA. La Compañía y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Compañía y/o los agentes colocadores.

En 2016, mediante el Decreto N° 360/2016, se creó el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, y posteriormente en 2019, mediante el Decreto N° 331/2019, el “Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha Contra el Lavado de Activos, Financiación del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva”, ambos en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Al primero se le otorgó la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera (“GAFI”), las cuales serán llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto. A su vez, mediante el referido Decreto N°360/2016 se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera. Por su parte, el Comité creado mediante el Decreto N°331/2019 es el encargado de conformar un mecanismo de coordinación interinstitucional para la elaboración de las evaluaciones nacionales de riesgos de LA/FT y la proliferación de armas de destrucción masiva; diseñar el plan de trabajo para el desarrollo dichas evaluaciones; entre otros

En septiembre de 2016, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6060 por la que estableció que, frente al caso de clientes respecto de los cuales no se pudiera dar cumplimiento a la identificación y conocimiento conforme a la normativa vigente, se deberá efectuar un análisis con un enfoque basado en riesgo, en orden a evaluar la continuidad o no de la relación con el cliente. Si bien la comunicación fue derogada por la Comunicación “A” 6399, las partes obligadas deberán conservar, por un período de 10 años, los procedimientos escritos aplicados en cada caso respecto a la discontinuación de la transacción del cliente.

Asimismo, mediante la Comunicación “A” 6709, tal como fuera modificada (y que derogara a la Comunicación “A” 6094) se establece que también deben observarse las disposiciones de prevención de LA/FT por los representantes de entidades financieras del exterior no autorizadas para operar en el país.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución N° 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 N° 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.

El 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución UIF N° 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF N° 30-E/2017, Resolución UIF N° 21/2018 y Resolución UIF N° 28/2018 (que fuera posteriormente derogada, tal como se describe más adelante), en los términos del Decreto N° 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación. Si bien esta Resolución ha sido modificada por entre otras las Resoluciones UIF N° 18/2019, 117/2019, 14/2023 y 84/2023, entre otras, a

través de esta 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.

Asimismo, el 14 de noviembre de 2019 la CNV aprobó la Resolución General N° 816/2019 (conforme fuera modificada por las Resoluciones Generales N° 846/2020 y N° 966/2023 de la CNV), que ajusta sus normativas a lo establecido por las Resoluciones N° 21/2018 y N° 156/2018 de la UIF y a las nuevas tecnologías. El objetivo es incluir como sujetos obligados a: (i) las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de cuotas partes de fondos comunes de inversión u otros productos de inversión colectiva, (ii) las plataformas de financiamiento colectivo y (iii) los agentes asesores globales de inversión. A su vez, la norma aclara que no serán sujetos obligados los agentes de liquidación y compensación – participantes directos– que actúen por cuenta propia y con fondos propios, siempre que su actuación se limite a registrar contratos y opciones sobre futuros negociados en mercados supervisados por la CNV. Con esta Resolución General N° 816/2019, los sujetos obligados deberán remitir a la CNV, vía la AIF, la documentación referida al cumplimiento de las normas de prevención de lavado y financiamiento del terrorismo.

Con fecha 21 de octubre de 2021, la UIF emitió la Resolución N° 112/2021, mediante la cual establece las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados deberán observar para identificar al beneficiario final del cliente del que se trate. En este sentido, dicha Resolución estableció que será considerado beneficiario final a la persona humana que posea como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas.

Por otro lado, con fecha 13 de enero de 2022, la UIF emitió la Resolución UIF N° 6/2022, mediante la cual sustituyó el primer párrafo del apartado “Perfil Transaccional” de las normas que los Sujetos Obligados de Entidades Financieras, Mercado de Capitales y sector Asegurador deben cumplir. En este sentido, el perfil que elaborará cada Sujeto Obligado estará basado en el entendimiento del propósito y la naturaleza esperada de la relación comercial, la información transaccional y la documentación relativa a la situación económica, patrimonial, financiera y tributaria que hubiera proporcionado el cliente o que hubiera podido obtener el propio Sujeto Obligado.

A su vez, con fecha 11 de abril de 2022 y 17 de mayo de 2023, la UIF emitió las Resoluciones UIF N°50/2022 mediante las cuales actualizaron determinados umbrales establecidos en previas resoluciones de esta unidad, para promover una prevención eficaz del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo, desde la perspectiva de un enfoque basado en el riesgo de acuerdo a los estándares internacionales.

Con fecha 2 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina (“Boletín Oficial” o “BO”) la Resolución UIF 14/2023, que reforma a la Resolución UIF N° 30/2017 aplicable a las entidades financieras y cambiarias. La reforma especifica las pautas principales para la gestión de riesgos de LA/FT y de cumplimiento mínimo que cada entidad financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizada por terceros para la ejecución de estos delitos, con un enfoque basado en riesgo y considerando los resultados de las evaluaciones nacionales de riesgos, que forman parte del sistema de prevención aplicable al Sujeto Obligado. De esta manera, y de acuerdo a la recomendación 1 del GAFI, se procura que las autoridades competentes, las instituciones financieras y las actividades y profesiones no financieras designadas sean capaces de asegurar que las medidas dirigidas a prevenir o mitigar los riesgos de LA/FT se correspondan con los riesgos identificados, de manera tal de poder tomar decisiones más eficaces acerca de la asignación de recursos propios.

Por otro lado, y en base a las recomendaciones del organismo internacional, se establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o bajo nombres ficticios, se explicitan las medidas exigidas respecto de las personas expuestas políticamente extranjeras, se enfatiza en la necesidad de aplicar medidas de debida diligencia reforzadas proporcionales a los riesgos encontrados identificados e incorpora la posibilidad de que las instituciones financieras puedan depender de terceros para la ejecución de determinadas medidas de debida diligencia.

El 2 de mayo de 2023, la UIF emitió la Resolución N° 72/2023, que unifica el deber de colaboración de los organismos de contralor (BCRA, CNV, Superintendencia de Seguros de la Nación e Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social) en procedimientos de supervisión. Esta normativa facilita la coordinación entre los organismos y adopta un enfoque basado en

riesgo para los sujetos obligados. Asimismo, se aprueban el “Reglamento de las Mesas de Trabajo” y el “Modelo de Informe Técnico Final” como referencia para la elaboración de informes por parte de los organismos de contralor.

Con fecha 9 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 78/2023, con entrada en vigencia a partir del 1 de julio de 2023, la cual tiene por objeto establecer requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT, y está dirigida a aquellos sujetos obligados incluidos en el artículo 20 incisos 4, 5 y los del inciso 22 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, que revistan el carácter de Fiduciarios Financieros. La resolución establece la obligación de implementar un Sistema de Prevención de LA/FT, con un enfoque basado en el riesgo, que deberá contener todas las políticas, procedimientos y controles a los fines de identificar, evaluar, administrar y mitigar eficazmente los riesgos de LA/FT a los que se encuentra expuesto. Asimismo, establece, entre otras cuestiones, una serie de factores de riesgo particulares que los sujetos obligados deberán considerar, la obligación de llevar a cabo informes técnicos de autoevaluación de riesgos, realizar declaraciones juradas de tolerancia al riesgo, debidamente fundadas y aprobadas por el órgano de administración y máxima autoridad, y establecer políticas, procedimientos y controles adecuados de mitigación de riesgos.

A su vez, la resolución exige a los sujetos obligados la adopción de políticas, procedimientos y controles de cumplimiento mínimo, tendientes a controlar el debido cumplimiento de la normativa y la detección de irregularidades. En este sentido, establece condiciones mínimas que deberán contener los manuales de prevención, y otras medidas de control como la designación de oficiales de cumplimiento y un Comité de Prevención, la implementación de planes de capacitación, evaluaciones del Sistema de Prevención, un Código de Conducta, entre otras. Finalmente, la resolución establece la obligación de implementar medidas de identificación, verificación y conocimiento del cliente, así como de monitoreo, análisis y reporte.

Con fecha 16 de junio de 2023 se publicó la Resolución N° 99/2023 que fija las obligaciones que los Sujetos Obligados de Cooperativas y Mutuales deberán cumplir para gestionar los riesgos de LA/FT, en concordancia con los estándares, las buenas prácticas, guías y pautas internacionales actualmente vigentes del GAFI. El objetivo principal de la reforma es adoptar un enfoque basado en riesgo para realizar una tarea de prevención de manera más efectiva, e introduce definiciones clave, como la autoevaluación de riesgos, la efectividad del sistema preventivo y las alertas orientativas. Además, se establecen reportes sistemáticos de cumplimiento y se permite una periodicidad diferenciada para ciertos Sujetos Obligados. La resolución entrará en vigor el 1 de agosto de 2023, reemplazando a la Resolución UIF N° 11/2012.

Por último, el 14 de junio de 2023 se publicó la Resolución N° 126/2023, la cual deja sin efecto la Resolución N° 28/2018 a partir del 1 de septiembre del mismo año, en la cual se modifican los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que los sujetos obligados incluidos en el artículo 20 incisos 8 y 16 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos deberán adoptar y aplicar de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

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, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE HACIENDA O EN WWW.INFOLEG.GOB.AR.

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.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Capex es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina, el 20 de diciembre de 1988 e inscripta en la IGJ el 26 de diciembre de 1988 bajo el número 9429 del Libro 106 Tomo A de Sociedades Anónimas. Su plazo de duración es de 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio, esto es, hasta el 26 de diciembre de 2087.

La sede social de la Sociedad está situada en Avenida Córdoba 950 C1054AAV, 8° piso, oficina “C”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina y ha sido inscripta ante la Inspección General de Justicia con fecha 16 de febrero de 2022, bajo el N°2164, del libro 106, tomo -, de Sociedades por Acciones.

Descripción general

La Compañía es una empresa argentina de energía que ha integrado verticalmente sus operaciones. Se dedica a la extracción de petróleo y gas en siete áreas ubicadas en la Cuenca Neuquina y la Cuenca del Golfo San Jorge. El petróleo producido por la Compañía es vendido en el mercado local y los mercados internacionales y la producción de gas de la Compañía es utilizada como combustible por la Central Térmica de Ciclo Combinado Agua del Cajón (“Central Térmica Agua del Cajón”), una central de ciclo combinado con una potencia instalada de 672 MW (ISO).

El gas producido en los yacimientos de la Compañía es procesado en su planta de gas licuado de petróleo, (la “Planta de GLP”), para separar los fluidos líquidos del gas seco para utilizar este último como combustible para la generación de energía eléctrica. A través de este proceso, además del gas utilizado para abastecer la Central Agua del Cajón de su propiedad, la Compañía obtiene propano y butano, que son vendidos en forma separada en el mercado local e internacional así como gasolina estabilizada que se mezcla y comercializa junto con la producción de petróleo de la Compañía.

Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico S.A. (“Hychico”) y E G WIND S.A. (“E G WIND”), la Sociedad comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo la generación eólica y la producción de hidrógeno y oxígeno. En el año 2017, la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento y expansión que incluyó la expansión de su negocio de exploración y producción de Hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas que incluyen Loma Negra, La Yesera y Puesto Zuñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste ubicada en la Provincia de Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, ambas ubicadas en la Provincia de Chubut. Dicha expansión le permitió incrementar a la Emisora sus reservas de hidrocarburos y sus niveles de producción de petróleo y gas. Sus reservas probadas totales al 30 de abril de 2023, certificadas por DeGolyer, fueron de 52.245 mil barriles de petróleo y 5.430 millones de metros cúbicos de gas.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, los ingresos y utilidades brutas de la Compañía ascendieron a Ps.90.829,2 millones (equivalente a US\$ 407,9 millones) y Ps.43.942,5 millones (equivalente a US\$ 197,3 millones), respectivamente, comparado con los ingresos y utilidades brutas de Ps. 83.138,4 (equivalente a US\$ 373,4 millones) y Ps 43.311,3 (equivalente a US\$ 190 millones) en 2022. (Se aclara que los números informados en Dólares no fueron auditadas por Contador Público, por lo tanto, la CNV no se hace responsable de validarlos. Para más información remitirse a la sección “Antecedentes Financieros” del presente Prospecto).

Reseña Histórica

En el año 1988, Capex fue creada por Compañías Asociadas Petroleras S.A. (“CAPSA”), su sociedad controlante, para realizar tareas de exploración de petróleo y gas en la República Argentina. Esta actividad fue desarrollada mediante la adquisición y exploración de varias áreas, incluyendo Agua del Cajón, Senillosa, Villa Regina, Lago Pellegrini, Cerro Chato, Loma Kauffman, y a partir de 2017, Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, Puesto Zúñiga y Parva Negra Oeste.

En enero de 1991, a través de una concesión de la entonces Secretaría de Energía, Capex adquirió el 100% de los derechos de exploración y explotación sobre el área Agua del Cajón, un área rica en gas natural situada en la región sudeste de la Provincia del Neuquén (a aproximadamente 1.000 km al sudoeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) mediante el pago de US\$26 millones. Dicha área había sido descubierta y desarrollada por YPF S.A. (“YPF”) y, antes de ser adquirida por Capex, era considerada un área marginal. En 2017, mediante Decreto N° 556/17 de la Provincia de Neuquén, la Sociedad obtuvo una concesión no convencional por un plazo de 35 (años sobre el área Agua del Cajón. Dicha concesión finalizará en el año 2052

e implicó para la Sociedad asumir los siguientes compromisos: (i) el pago a la Provincia del Neuquén de un bono de U\$S 5 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo; (ii) la realización de inversiones por un total de U\$S 126,0 millones durante un período de cinco años comenzando el 1° de enero de 2017 –inversión que se cumplió antes de lo estipulado-; y (iii) el pago a la Provincia del Neuquén de una contribución extraordinaria para el desarrollo social de U\$S 3,2 millones dentro de los cinco días de entrada en vigencia dicho acuerdo y al pago del impuesto a los sellos por U\$S 0,9 millones. En virtud de este acuerdo, la Emisora continuará pagando a la Provincia del Neuquén el mismo porcentaje de regalías acordado en 2009 para todos los reservorios del área Agua del Cajón (excepto aquellos con producción derivada de formaciones geológicas tales como “shale gas” o “shale oil”, “schist” o “slate rocks”, que sufrirán un aumento del 18% en 2026). En cambio, respecto de los reservorios no convencionales con producción de formaciones geológicas tales como “shale gas” o “shale oil”, “schist” o “slate rocks” que sean terminados luego del comienzo de la nueva concesión, la Emisora pagará regalías del 12% a la Provincia del Neuquén.

En virtud de la cesión de todos los recursos hidrocarburíferos del Estado Nacional a las provincias en el marco de la reforma de la Constitución Nacional en 1994 (para más información véase “Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina”), con fecha 23 de mayo de 2008 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 822/08 a través del cual autorizó a la Secretaría de Estado de Recursos Naturales, en su carácter de autoridad de aplicación, a efectuar una convocatoria dirigida a las empresas concesionarias de explotación de áreas hidrocarburíferas (otorgadas por el Gobierno Nacional) para que aquellas interesadas se inscribieran en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones antes del 6 de agosto de 2008, en el marco de la Ley N° 17.319 –sección 3ª, Concesiones de explotación – artículos N° 27 y N° 35– (la “Ley de Hidrocarburos”), Ley N° 26.197 (modificatoria de la Ley de Hidrocarburos) y de toda aquella legislación nacional y provincial vigente en la materia. En ese contexto, con fecha 19 de febrero de 2009, la Emisora fue convocada formalmente a iniciar el proceso de renegociación con respecto a la concesión sobre el área Agua del Cajón. Como consecuencia, con fecha 13 de abril de 2009 se suscribió un Acta Acuerdo mediante el cual la Provincia del Neuquén le otorgó a la Emisora la extensión del plazo original de la concesión por el término de diez años, es decir, hasta el 11 de enero de 2026. Finalmente, con fecha 8 de mayo de 2009 la Provincia del Neuquén emitió el Decreto N° 773/09 en virtud del cual aprobó el acuerdo mencionado. Las condiciones del acuerdo implicaron el pago de U\$S 17 millones y el compromiso de ejecutar un plan de trabajo por un monto estimado de U\$S 144 millones hasta el final de la concesión.

La capacidad y el desarrollo potencial que podían tener las reservas descubiertas permitieron que Capex explorase usos industriales alternativos para sus reservas de gas. La escasa capacidad de generación de energía eléctrica en la República Argentina y la incipiente desregulación del sector eléctrico en la década de los ‘90 ofrecían una buena oportunidad para agregarle valor a las reservas de gas y crear un mercado adicional con ellas. En ese contexto, Capex decidió construir la Central Térmica Agua del Cajón y usar el gas producido de sus propias reservas como principal combustible para la misma. A tales fines, el 24 de noviembre de 1992, Capex celebró un contrato con Westinghouse Electric Corporation International por el cual esta última se comprometió a diseñar, supervisar, dirigir y construir la Central Térmica Agua del Cajón, la cual se desarrolló entre 1992 y 1995.

Para aprovechar los gases calientes de escape como combustible para aumentar la capacidad de generación, Capex convirtió la Central Térmica Agua del Cajón a ciclo combinado. El ciclo combinado rescata los gases de escape de las turbinas de gas (ciclo abierto) a través de una caldera de recuperación. Adicionalmente al uso de gases de escape, se han incorporado dispositivos de fuego suplementario, los que incrementan la cantidad del vapor producido y, por ello, permiten obtener una generación de energía adicional. Con ello, se mejoró la eficiencia y flexibilidad de la Central Térmica Agua del Cajón de Capex y se redujo el costo promedio del combustible requerido para producir un volumen incremental de energía, debido a que sólo se consume gas adicional en el proceso de fuego suplementario. La capacidad nominal total de generación de la Central Térmica Agua del Cajón alcanzó 672 MW.

Adicionalmente, en agosto de 1998, la Emisora incorporó a sus actividades de generación de energía eléctrica, exploración y explotación de petróleo y gas, las actividades de recuperación de GLP y gasolina estabilizada y la comercialización de dichos productos, todo lo cual era realizado en la Planta de GLP, también ubicada en el área Agua del Cajón. Esta planta es propiedad de y operada por Servicios Buproneu S.A. (“Servicios Buproneu” o “SEB”), una subsidiaria de Capex.

Por otra parte, en octubre de 2017 la Sociedad adquirió de Chevron Argentina S.A., por un monto de U\$S 24,7 millones: (i) el 37,5% de la concesión de explotación hidrocarburífera “Loma Negra”, y (ii) el 18,75% de la concesión hidrocarburífera “La Yesera”, dos áreas de explotación de petróleo y gas en la provincia de Río Negro. Las operaciones de ambas concesiones se llevan a cabo mediante consorcios con otras empresas, siendo la Sociedad el operador de las mismas desde el 1 de diciembre de 2017. Las áreas Loma Negra y La Yesera tenían vencimientos originales previstos para el 24 de diciembre de 2024, y el 3 de junio de 2027, respectivamente. Sin embargo, con fecha 30 de marzo de 2021, la Sociedad suscribió con la autoridad de

aplicación de la Provincia de Río Negro acuerdos de prórroga por un plazo de 10 años para ambas concesiones, difiriendo la fecha de vencimiento de la concesión Loma Negra hasta el 24 de febrero de 2034 y la concesión de La Yesera hasta el 4 de agosto de 2037. Asimismo, para el área Loma Negra se acordó un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta USD 35,6 millones; el pago de un bono de prórroga de USD 4,38 millones y un aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de USD 1,31 millones. Por otro lado, para el área La Yesera se acordó un Plan de Desarrollo e Inversión por una suma de hasta USD 25,4 millones; un bono de prórroga de USD 900.000 y un aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de USD 300.000. Ambos acuerdos fueron aprobados por medio de los Decretos 345/2021 y 346/2021, ambos publicados en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro con fecha 3 de mayo de 2021. Con fecha 8 de febrero de 2021, la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A., los términos y condiciones para la adquisición por parte de la Sociedad de la participación del 18,75% en la concesión que posee en el área La Yesera y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión a través del Decreto 552/2021. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, el 30 de junio de 2021 Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión, el monto abonado fue de US\$ 1,5 millones más impuestos. Como consecuencia de esta adquisición, Capex actualmente posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera. Con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribieron los contratos de extensión de los plazos de concesión de las Áreas Loma Negra y La Yesera. Así, se firmó con la Provincia de Río Negro el contrato de extensión por 10 años de las mencionadas áreas, venciendo en consecuencia la concesión de Loma Negra el 24 de febrero de 2034 y la de La Yesera el 4 de agosto de 2037. El contrato de extensión de Loma Negra incluye un compromiso de inversión en firme para los Concesionarios de US\$ 27,4 millones, mientras que el de La Yesera abarca una inversión de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 8,2 millones y US\$ 18,5 millones, respectivamente.

Conforme se mencionara más arriba en el apartado “*Descripción General*”, en función de la visión estratégica de desarrollo sustentable y preservación del medio ambiente de la Sociedad, ésta inició la actividad en materia de energías renovables a través de su subsidiaria Hychico y posteriormente a través de su subsidiaria E G WIND. A partir del inicio de actividades de Hychico, en el año 2006, se trabajó en dos nuevos proyectos relacionados con la instalación de un parque eólico que suministrara energía eólica al sistema interconectado nacional y con el diseño y puesta en operación de una planta de producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua, ambos localizados en la Patagonia argentina. Asimismo, en el mes de mayo del año 2010, la Sociedad, a través de su subsidiaria Hychico, comenzó las operaciones en la Planta de Hidrógeno y Oxígeno. Dicha planta posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h (normal metro cúbico por hora) y de oxígeno de 30 Nm³/h, un compresor de oxígeno, un equipo motogenerador de energía eléctrica de 1,4 MW, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno y los sistemas auxiliares. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno con gas; el oxígeno se destina al mercado de gases industriales de la región. Posteriormente, se construyó un parque eólico conformado por 7 aerogeneradores con una capacidad de generación de 6,3 MW y su correspondiente interconexión con el sistema interconectado nacional. El Parque Eólico Diadema I (el “Parque Eólico Diadema I” o “PED I”) inició la operación comercial en el mes de diciembre de 2011. En marzo de 2012, Hychico firmó con CAMMESA, en el marco de la Resolución SE N° 108/11, un Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables para la comercialización de la energía generada por el PED I, a un precio de US\$/MWh 115,9. El plazo de vigencia del contrato es de 15 años contados a partir del primer día del mes siguiente al de la fecha de la firma del mismo y será prorrogable por la SE por hasta un máximo de 18 meses, salvo que la sociedad entregue la energía contratada en un plazo menor por hasta un máximo de 361.755 MWh.

En el mes de octubre de 2017 Capex presentó el Proyecto Parque Eólico Diadema II (“Parque Eólico Diadema II” o “PED II”) en el Programa RenovAr Ronda 2.0, el cual resultó adjudicado. EG WIND S.A., subsidiaria de Capex, está llevando adelante el proyecto; por lo tanto suscribió con CAMMESA el acuerdo de abastecimiento a 20 años a un precio de 40,27 US\$/MWh. El PED II tiene una potencia instalada de 27,6 MW. EG WIND ha obtenido beneficios impositivos nacionales tales como: i) la compensación de los quebrantos del impuesto a las ganancias en 10 años, ii) devolución anticipada del impuesto al valor agregado, iii) amortización acelerada en el impuesto a las ganancias; y beneficios impositivos provinciales tales como: i) eximición del impuesto de sellos, ii) eximición del pago del 100% del impuesto a los ingresos brutos para los primeros 5 años y del 50% para los 5 años siguientes. El día 18 de septiembre de 2019, el PED II obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación.

En el año 2018, la Sociedad adquirió de Enap Sipetrol y Petrominera del Chubut S.E. (“PMC”) el 88% y 7%, respectivamente, de sus participaciones en la concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra, un área de explotación de petróleo ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia, resultado la Sociedad propietaria del 95% de la participación en dicha área. El área Pampa del Castillo-La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia de Chubut y posee una superficie de aproximadamente 121 km². El plazo de vigencia de la concesión vence en octubre de 2026, con opción de extenderla por 20 años si se cumple con inversiones adicionales estipuladas. Las operaciones

se llevan a cabo mediante una unión transitoria entre la Sociedad y PMC, habiéndose ambas empresas comprometido a un plan de inversiones de hasta US\$108,4 millones desde el inicio de las operaciones hasta 2021. Adicionalmente, la Compañía se ha comprometido a realizar, durante el mismo periodo y por su cuenta y riesgo, inversiones adicionales en exploración por hasta US\$10,6 millones. Una vez cumplido el compromiso de inversión inicial, Capex y PMC debían realizar hasta el año 2026 inversiones adicionales por US\$ 70 millones para hacer uso de la opción de continuar la explotación del área hasta el período ulterior (año 2046).

El 21 de octubre de 2019, en el marco del Concurso Público Nacional e Internacional N° 02/19 realizado por PMC, la Sociedad obtuvo la adjudicación de los derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I, ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia. Dicha adjudicación se concedió por un período de 25 años desde el 1 de febrero de 2020, pudiendo la Sociedad solicitar prórrogas por plazos de 10 años de duración, en la medida que cumpla con sus obligaciones como concesionario, se encuentre produciendo hidrocarburos en el área y presente un plan de inversiones relativos al período de extensión. El contrato de concesión de explotación fue aprobado por la legislatura de la provincia de Chubut con fecha 13 de enero de 2020 mediante la publicación de la Ley IX N° 148 en el Boletín Oficial. En enero de 2020 Capex abonó a PMC el pago inicial de US\$ 4,5 millones y abonará trimestralmente durante el período de la concesión un bono variable, de acuerdo con lo previsto en el acuerdo. La vigencia de la concesión es a partir del 1 de febrero de 2020 y el plan de inversiones comprometido es de US\$ 50,1 millones a efectuarse en 5 años (plazo que fuera extendido por un año debido a la problemática suscitada por el coronavirus (“Covid-19”). Al 30 de abril de 2023, la Compañía cumplió con estas inversiones y presentó la documentación correspondiente ante las autoridades pertinentes.

En noviembre de 2019, la Sociedad y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”) suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área Parva Negra Oeste por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027, con una inversión aproximada de US\$19 millones a ser realizada durante el primer periodo de exploración. Dicho contrato fue aprobado con fecha 22 de noviembre de 2019 mediante la publicación del Decreto N 2499/19 en el Boletín Oficial de la Provincia de Neuquén. Parva Negra Oeste se encuentra ubicada en una posición favorable para el desarrollo de la formación Vaca Muerta. El contrato suscripto por la Sociedad y GyP prevé que en caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables, y cumplidas ciertas condiciones, GyP solicitará una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Con fecha 16 de octubre de 2020, en el marco del Concurso Público Nacional e Internacional N° 01/19 para la Calificación y Selección de Empresas para el Otorgamiento un Permiso de Explotación y Eventual Exploración, Desarrollo y Transporte y Comercialización de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro, la Sociedad resultó adjudicataria de un permiso de exploración sobre el área Puesto Zúñiga en la mencionada Provincia. Dicha adjudicación contempla la realización de un Plan de Trabajos de Exploración con una inversión aproximada de US\$ 7 millones.

En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N° 71/22, la Provincia de Río Negro le otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zúñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% es compromiso firme y el resto contingente a resultados. Capex comenzó a operar el área durante el año 2022 mediante una UT con EDHIPSA con las siguientes participaciones: Capex 90% y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial Sociedad Anónima (“EDHIPSA”) 10%.

Durante el ejercicio que finalizó el 30 de abril de 2023 se perforaron dos pozos y el área hoy cuenta con tres pozos en explotación. Por otro lado, se concluyeron las instalaciones que permitieron declarar la explotación comercial del área.

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EN QUE CAPEX DESARROLLA SU ACTIVIDAD

1. Marco regulatorio de la industria del Petróleo y Gas en la República Argentina

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 la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por las Leyes N° 26.197, en el año 2007, y N° 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 alcuotas 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 N° 929/13, entre otros aspectos. Asimismo, el sector se encuentra regulado por la Ley N° 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 este sentido, es dable mencionar que esta ley elimina con efectos hacia el futuro la posibilidad de que el Estado Nacional y las provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. Para el caso de áreas reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, la ley permite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina la autoridad concedente.

Asimismo, la Ley N° 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos proyectos de inversión que superen los US\$ 250 millones estableciendo que, en ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.

En 2004, el Congreso Nacional dictó la Ley N° 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, "ENARSA". El objeto social de "ENARSA" 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 N° 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. A partir del Decreto N° 804/2020 de fecha 14 de octubre de 2020, y a la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Energía se encuentra dentro del ámbito ministerial del Ministerio de Economía.

El 16 de junio de 2022, mediante el Decreto N° 329 se creó el Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles ("RIAIC") para las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos

sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. La SE fue designada como Autoridad de Aplicación del RIAIC, quedando facultada para el dictado de las normas aclaratorias y complementarias que resulten necesarias para su adecuado funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6° del citado decreto. Posteriormente, la Resolución 639/2022 de la SE establece que, a los efectos de acceder al RIAIC, las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, deberán solicitar su adhesión ante la SE, y cumplir con los requisitos dispuestos en el Artículo 2° del Decreto N° 329, en los términos definidos en los Artículos 2° y 3° del decreto.

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 N° 277/2020 y 278/2020 el Poder Ejecutivo Nacional designó los interventores de ambos organismos. Dichas intervenciones se mantendrían 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 Social y Reactivación Productiva. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1020/2020, en virtud del cual determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral (“RTI”) 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.

En el marco del proceso de renegociación de la RTI dispuesto por el Decreto N° 1020/2020, el 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual la cual tuvo lugar el 16 de marzo de 2021 para tratar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias y licenciatarias, y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 18 de febrero de 2021 se publicó la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan Gas IV.

El 2 de junio de 2021, mediante publicación en el Boletín Oficial, el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de transición conforme la adecuación tarifaria prevista en los Regímenes Tarifarios de Transición (“RTT”) de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas por redes, que se enmarca en el proceso de renegociación de la RTI dispuesto por el Decreto N° 1020/20. En este sentido, las modificaciones tarifarias fueron dispuestas a través de las Resoluciones ENARGAS 149/21; 150/21; 151/21; 152/21; 153/21; 154/21; 155/21; 156/21; 157/21; 158/21; 159/21 y 160/21.

Posteriormente, el 28 de diciembre de 2021, el ENARGAS publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 518/2021, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual la cual tuvo lugar el 19 de enero de 2022 para tratar la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de transporte de gas natural y la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas por redes. Asimismo, el 14 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 237/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública, celebrada el 10 de mayo de 2022, a los efectos del tratamiento de los nuevos precios del gas natural en el PIST, aplicables a partir del 1° de junio de 2022. Por otro lado, también con fecha 14 de abril de 2022, se convocó a una audiencia mediante la Resolución N° 236/2022, celebrada con fecha 11 de mayo de 2022, a los efectos del tratamiento de los nuevos precios de referencia estacionales del Precio Estacional de la Energía Eléctrica (PEST), aplicables desde el 1 de junio de 2022.

El 1 de junio de 2022, mediante publicación en el Boletín Oficial, el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de transición conforme la adecuación tarifaria prevista en los RTT de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas por redes, que se enmarca en el proceso de renegociación de la RTI dispuesto por el Decreto N° 1020/20. De acuerdo con ello, las modificaciones tarifarias fueron dispuestas a través de las Resoluciones ENARGAS N° 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215 y 216.

Ley N° 26.197

La Ley N° 26.197, publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, modificó a la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Asimismo, la Ley N° 26.197 también 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 N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones y de la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley N° 26.197 estableció que las provincias son las responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación retuvo la facultad de emitir normas y regulaciones concernientes 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 N° 26.197 dispuso que el Estado Nacional retendrá la facultad de otorgar concesiones de transporte: (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias; y (ii) que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos. Consiguientemente, las concesiones de transporte que están ubicadas dentro del territorio de una sola provincia y que no están conectadas con instalaciones de exportación, fueron transferidas a las provincias.

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

Ley de Expropiación de YPF

En 2012, la Ley N° 26.741 (la “Ley de Expropiación”) declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Adicionalmente, su objetivo primordial es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, siendo los principales los siguientes: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; y (ii) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo 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 de 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 cuestiones vinculadas 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 N° 1277/2012 – Régimen de Soberanía Hidrocarburífera

El Decreto N° 1.277/2012, reglamentario de la Ley de Expropiación, aprobó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. El Decreto N° 1277/2012 estableció, principalmente, lo siguiente: (i) la creación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (ii) la creación de la Comisión quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y (iv) la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su plan anual de inversiones (el “Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas”), incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Dicho Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas debe ser aprobado por la Comisión.

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

Sin embargo, el 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 272/2015 del Poder Ejecutivo Nacional, en virtud del cual 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) de revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados y los 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) de publicar precios de referencia de cada componente de los costos y precios de venta de hidrocarburos. El Decreto N° 272/2015 establece que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación hará una revisión y actualización de los regímenes de información actualmente vigentes, los cuales continuarán en vigencia hasta que se dicten nuevas reglamentaciones. A continuación, se detallan las principales regulaciones en materia de explotación y comercialización de hidrocarburos.

En virtud de la Ley de Hidrocarburos vigente, un permiso o concesión puede ser revocado o caducar antes de que finalice su vigencia. Las circunstancias desencadenantes para la revocación de un permiso o concesión pueden ser en primera instancia, que el permiso o la concesión se revoquen por (i) el otorgamiento de permisos o concesiones a personas que no están autorizadas

a adquirir dicho permiso o concesión; (ii) la transferencia de permisos o concesiones a las personas; (iii) la adquisición de permisos o concesiones de manera contraria a lo dispuesto por la ley; y (iv) la superposición de permisos o concesiones con un permiso o concesión existente, o en lugares donde la actividad petrolífera está prohibida.

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

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

Finalmente, los permisos y concesiones pueden caducar por operar el vencimiento del plazo original o a instancias del concesionario. Un concesionario puede solicitar la cancelación de todo o una parte del permiso o la concesión que posee. En caso de que se solicite la cancelación parcial, las obligaciones aplicables se reducirán en forma proporcional. Cuando una concesión vence o concluye, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasan automáticamente a la Provincia donde el reservorio está ubicado o al Estado Nacional en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal (es decir, ubicados en la plataforma continental o más allá de las 12 millas marinas offshore), sin indemnización a favor del titular de la concesión.

Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley N° 27.007

Con fecha 8 de noviembre de 2014, entró en vigencia la Ley N° 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 N° 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 con el 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 N° 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 N° 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 N° 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: el equivalente en Pesos de 0,46 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado;
- Segundo período: el equivalente en Pesos de 1,84 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado; y
- Prórroga: el monto equivalente en Pesos de 32,22 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.

Canon de Explotación

El titular de un permiso de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon del monto equivalente en Pesos de 8,28 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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. 6° 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 N° 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.

Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) en la provincia de Neuquén

Considerando las características especiales de un reservorio no convencional, dada su baja permeabilidad y la productividad alcanzada en los últimos años, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén estableció ciertos parámetros aplicables para el otorgamiento de CENCH en dicha provincia, instrumentados mediante las Res. N° 53/20 (julio de 2020) y N° 142/21 (noviembre de 2021), posteriormente ratificadas por el Decreto Provincial N° 2183/21 (diciembre de 2021).

Las empresas pueden solicitar la CENCH basada en un proyecto de desarrollo que comprende un Plan Piloto de un plazo de hasta cinco años, con el objetivo de demostrar su viabilidad técnico-económica, con parámetros adicionales a la regulación nacional respecto a la operación, evaluaciones de productividad real, costos e inversión. Una vez presentada la solicitud de una CENCH, en el supuesto de que la misma incluya un exceso del área piloto, se incorpora el pago de un bono de extensión de área, cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida considerando el precio promedio de la cuenca de los últimos 2 años.

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 N° 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 de 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 N° 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.

El 7 de febrero de 2019, a través del Decreto N° 115/2019, se modificaron ciertas disposiciones del Decreto N° 44/1991. En virtud de este Decreto, en el caso de oleoductos y tuberías de productos petrolíferos, los titulares de concesiones de transporte respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones, tendrán derecho a celebrar contratos de transporte en firme, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto N° 115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (capacidad disponible), permanecerá sujeta al régimen de tarifa regulada del Decreto N° 44/1991. El Decreto N° 115/2019, entre otros asuntos, estableció que la tarifa de transporte podrá ser revisada en un período de cinco años, si es requerido por el concesionario de transporte.

Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural

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 N° 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.

Presentación de informes y certificaciones sobre reservas hidrocarburíferas probadas

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

Los titulares de concesiones de hidrocarburos que exportaren hidrocarburos tienen la obligación de certificar sus reservas comprobadas de hidrocarburos. La certificación antes mencionada sólo tiene el significado establecido por la Resolución SE. N° 324/2006, de acuerdo con la cual la certificación no deberá ser interpretada como una certificación de hidrocarburos bajo las normas de la SEC (*Securities and Exchange Commission*). El 7 de noviembre de 2016 la resolución N° 69/2016 del Ministerio de Energía y Minería, incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N° 324/2006 mediante la modificación de algunos de sus anexos técnicos que regulan la reserva de información que debe proporcionarse. También estableció sanciones a los Productores de Hidrocarburos en caso de irregularidades en los informes de reservas presentadas, pudiendo ser:

amonestación, suspensión o cancelación del Registro de Productores de Hidrocarburos, dependiendo de la magnitud de la irregularidad.

En marzo de 2007, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 407/2007 que aprobó nuevas normas sobre el Registro de Empresas Petroleras. El 10 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Disposición SSHC N° 337/2019 y reemplaza la Resolución N° 407/07.

Asimismo, con fecha 30 de octubre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 74/2020 de la Secretaría de Energía mediante la cual se establecieron prohibiciones y sanciones en relación con la inscripción y operación de empresas vinculadas con actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina que no cuenten con la debida autorización. En ese sentido, se prohibió la inscripción en el Registro de Empresas Petroleras, Sección Productoras, de aquellas empresas que, en forma directa o indirecta, fueran titulares, accionistas o contratistas de, o mantengan una relación de beneficio con empresas que desarrollen actividades de exploración, explotación o transporte de hidrocarburos en la Plataforma Continental Argentina, sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por autoridad competente argentina y empresas que presten servicios hidrocarburíferos a las indicadas en el punto anterior. Se dispuso también que las empresas que, al momento de solicitar su inscripción en el citado registro, hubieran mantenido en el pasado algún tipo de vínculo o participación en dichas actividades o servicios hidrocarburíferos, deberán informar de manera fehaciente a la Autoridad de Aplicación, con carácter de declaración jurada, sobre la inexistencia actual de tales vínculos y su voluntad irrevocable de sujetarse a las previsiones establecidas en dicha resolución.

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 N° 27/04 de la Subsecretaría de Combustibles y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a

través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. Para mayor información véase “*Derecho de exportación – Exportación de Gas Natural*” de la presente sección del Prospecto.

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

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 3 del Decreto reglamentario de la Ley de Gas Natural, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el ME&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 naturales 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 RTI, sujeto a la celebración de un acuerdo de renegociación contractual integral.

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

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

Con respecto al régimen del gas, la Corte Suprema de Justicia de la Nación especificó que la audiencia pública siempre se debe hacer en forma previa para la fijación de tarifas 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 de dicho fallo, el Estado Nacional, a través de ENARGAS, convocó a audiencias públicas mediante el dictado de la Resolución N° 3957/2016 las que se celebraron 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, denominadas en Dólares, 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, y 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 RTI 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 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.

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

Asimismo, con fecha 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones Nº 16/2021 y 17/2021, el ENRE dio formal inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas de los servicios públicos de distribución y transporte de energía bajo jurisdicción federal, con el objetivo de establecer un régimen tarifario de transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo Renegociación. A tal fin, convocó a las empresas EDENOR S.A., EDEDUR S.A., TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., y al Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

El Decreto PEN Nº 815/22 del 6 de diciembre de 2022 prorrogó por un año los plazos para alcanzar los acuerdos correspondientes a las respectivas RTI de TGS. Mediante el Decreto PEN Nº 91/22 y la Resolución ENARGAS Nº 60/22 de febrero de 2022, se otorgó un incremento transitorio del 60% a partir de marzo de 2022, sujeto a ciertas condiciones. El 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública convocada por Resolución 523/2022, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS. (para más información, ver *“Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el actual gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”*).

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 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 Nº 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 detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.
- En junio de 2016, mediante el dictado de la Resolución ME&M 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 N° 59/2018, con vigencia el invierno 2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. Las Resoluciones 302/2018 y 215/2019 prorrogaron por 180 días, respectivamente, la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018. Finalmente, con fecha 5 de octubre de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 305/2020, que dispuso la prórroga de la Resolución 59/2018 hasta el 30 de septiembre de 2021 inclusive.

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 las centrales eléctricas están excluidos del incremento de precios. También se excluyen los consumidores atendidos por la distribuidora Camuzzi Gas del Sur S.A. o sus sub-distribuidores.

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

La Resolución N° 212/2016 encarga a la Secretaría de Hidrocarburos, hasta que los precios del gas PIST se establezcan mediante la libre interacción de oferta y demanda, presentar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, una propuesta de precios de PIST de gas natural, cada uno a partir del 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, con base en los valores contemplados en el esquema de reducción de subsidios, ajustando para cada semestre el precio objetivo, según las condiciones de mercado en el momento de elaboración de los precios propuestos. Dicha propuesta se presentará con 30 días de antelación al inicio de cada semestre y con un informe que contenga la base de los ajustes o modificaciones propuestas. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1020/2020, en virtud del cual determinó el inicio de la renegociación de la RTI 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. Para mayor información véase “*Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública*” de la presente sección del Prospecto.

Por otro lado, la Resolución N° 212/2016 encargó 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 PIST establecidos en dicha resolución, no exceda de los montos máximos equivalentes a los porcentajes establecidos en la misma, 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.

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 N° 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.

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

Por otra parte, 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 serían efectivos durante el "período de transición" a la normalización que se previó para el 31 de diciembre de 2019.

Entre otras disposiciones, los Términos y Condiciones reconocen el derecho de transferir el costo de adquirir gas a la tarifa pagada por los usuarios y consumidores y establecer el volumen que cada productor y cada cuenca deben poner a disposición diariamente a los distribuidores (quienes a su vez pueden expresar su falta de interés en recibir dichos montos antes de determinada fecha de cierre que será establecida en los Términos y Condiciones) durante cada mes. Además, los Términos y Condiciones: (i) establecen sanciones por el incumplimiento de cualquier parte de su obligación de tomar o entregar gas; (ii) establecen los precios máximos del gas en Dólares para cada cuenca por el período de dos años a partir de la ejecución de los Términos y Condiciones, que fueron significativamente más altos que los vigentes hasta este acuerdo; (iii) incluyen pautas de pago para las compras realizadas por los distribuidores a los productores y (iv) incluyen pautas para la terminación anticipada en caso de ciertas infracciones por las partes. De conformidad con los Términos y Condiciones, durante el período de transición, ENARSA asumió la obligación de suministrar la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

La brusca devaluación que sufrió el Peso 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, resultandos impracticables los acuerdos surgidos entre productores y distribuidoras en el marco de los Términos y Condiciones.

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

Asimismo, facultó a ENARGAS para que determinara, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto N° 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas

referidas en el párrafo anterior, el que se transferirá a cada prestadora en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utiliza la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado, de acuerdo con la tasa efectiva del Banco de la Nación 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 resulta 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.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.591, cuyo artículo 91, deroga, a partir de su entrada en vigencia, al Decreto 1053/2018, habiéndose pagado una sola de las compensaciones previstas en el mismo.

Los Términos y Condiciones constituyen pautas para todas las partes en la negociación de sus respectivos acuerdos individuales; sin embargo, los términos y condiciones son pautas y no obligaciones de las partes. La introducción de los Términos y Condiciones brinda 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 N° 508/2017 en la que se estableció el procedimiento para la compensación de los ingresos más bajos que las licencias del servicio de distribución de gas natural a través de las redes reciben de sus usuarios, como resultado de: (i) la aplicación de beneficios y / o descuentos a los usuarios como resultado de las regulaciones vigentes 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, las licenciatarias 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 instruyó 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. De acuerdo a ello, los volúmenes serían en invierno 2,5 veces los volúmenes de verano, y los precios serían establecidos en Dólares pero convertidos a Pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente en los cuadros tarifarios de las distribuidoras. El plazo de pago se fijó a los 65 días de finalizado el mes de entrega.

En relación con la subasta de la provisión de gas natural para distribuidoras de gas en condición firme de ToP y DoP, véase más abajo "*Precio del Gas Natural en el PIST*".

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 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.

Asimismo, 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.

Sin embargo, con fecha 18 de mayo del 2018 el ENARGAS, mediante la Resolución N° 59/18 aprobó el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE de aplicación hasta la finalización del período regulatorio invernal, que abarcó desde el 1° de mayo al 30 de septiembre de 2018.

En esa oportunidad se consideró que no obstante la finalización de la vigencia de la Ley de Emergencia Pública (tal como se define más adelante) y el retorno a la plena aplicación del marco normativo de la Ley N° 24.076 y a la libre contractualización de las partes, ello no obstaba la posibilidad de que ocurriera una emergencia concreta en el sistema gasífero por lo que resultaba conveniente instrumentar dicho Procedimiento con el fin de disponer de medidas no limitativas y de pautas a adoptar en situaciones de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria según los criterios de razonabilidad, transparencia, no discriminación y de confiabilidad del servicio público previstos en la normativa vigente. Asimismo, se determinó que el CEE actuaría solamente ante emergencias operativas declaradas que pudieran afectar al normal abastecimiento de dicha Demanda Prioritaria.

Luego, con fecha 12 de octubre de 2018 el ENARGAS, a través de la Resolución N° 302/2018 prorrogó la vigencia de la Resolución N°59/18 por 180 días corridos a contar desde el vencimiento del plazo en su artículo 1°, por considerar que aún se mantenían las razones que habían motivado su dictado.

En este sentido, la Resolución N°59/18 fue prorrogada en otras ocasiones mediante las Resoluciones ENARGAS N° 215/19 y 656/19, hasta el 30 de septiembre de 2020 inclusive.

Posteriormente, con fecha 5 de octubre de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 305/2020, se prorrogó la Resolución 59/18 una vez más, en esta ocasión hasta el 30 de septiembre de 2021, en tanto aún subsisten las razones que dieron lugar a la implementación del “Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia”.

Finalmente, con fecha 29 de septiembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS 354/2021 mediante la cual se determinó que se implementaría con carácter permanente el procedimiento transitorio para la administración del despacho en el comité ejecutivo de emergencia, hasta tanto se apruebe y entre en vigencia la nueva Norma NAG 601 “Norma de Despacho de Gas Natural” o aquella que corresponda. Esta última norma, a la fecha del presente Prospecto se encuentra en consulta pública.

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 con 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 el 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 con 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 diferida 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 Resoluciones (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 RTI por hasta 180 días. El 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023. El 31 de mayo de 2023 se publicaron las Resoluciones N° 421/23 y 422/23 ENRE, por las cuales se aprobaron los programas que regirán los procesos de RTI aplicables a las empresas que prestan los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, durante lo que resta del año 2023 y el primer trimestre de 2024. Dichas medidas fueron adoptadas en el marco del proceso de RTI dispuesto por las Resoluciones N° 363/23 y 364/23 del ENRE.

El 1 de junio de 2022, mediante publicación en el Boletín Oficial, el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de transición conforme la adecuación tarifaria prevista en los RTT de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas por redes, que se enmarca en el proceso de renegociación de la RTI dispuesto por el Decreto N° 1020/20. De acuerdo con ello, las modificaciones tarifarias fueron dispuestas a través de las Resoluciones ENARGAS N° 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215 y 216.

Gas Natural para la Generación Eléctrica y para la Producción de Gas

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 Energía Argentina S.A. (ENARSA), 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) debido a que el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/19, mediante la que derogó la Resolución SGE N° 70/18.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-05333189-APN-SE#MDP- Mecanismos para la provisión de Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista en las subastas

El 24 de enero de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-05333189-APN-SE#MDP, la cual instruye a CAMMESA a incluir en las Condiciones Generales y Particulares de los Concursos, cláusulas que impliquen la obligación de entrega de los volúmenes adjudicados y nominados por CAMMESA.

A su vez, establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de febrero de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es 4,02 US\$/MBTU para los meses de junio, julio y agosto y de 2,67 US\$/MBTU para los restantes meses del año.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-33627304-APN-SE#MDP – Precios Máximos de Referencia del Gas

El 21 de mayo de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP, la cual establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de junio de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 2,67 US\$/MBTU para todos los meses del año.

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

En febrero de 2013 se publicó la Resolución N° 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 N° 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/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013, y estaban sujetos a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos debían tener 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 podría dejar sin efecto un proyecto de aumento de la inyección total de gas natural previamente aprobado, en la medida que se verifiquen algunos de los siguientes supuestos: (i) la omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto N° 1.277/2012, y de sus normas o actos complementarias; (iii) el incumplimiento por parte de la empresa de las

obligaciones contraídas en el marco del programa, previa intimación por un plazo no inferior a 15 días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos 180 días corridos; o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa tuvieran 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 N° 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.

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/MBTU (cuando la inyección efectiva supere la inyección base no ajustada por declive) y entre US\$4 y 6/MBTU (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 (Bonos de la Nación Argentina en Dólares 8%, 2020, Bonar 2020 US\$). A la fecha del presente Prospecto, ya se ha abonado el monto total de los subsidios devengados bajo el Plan Gas II.

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/MBTU para el año 2018, disminuyendo luego US\$0,50/MBTU por año hasta llegar a US\$6,00/MBTU 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 adhirieron al programa y en el 12% restante a la provincia correspondiente a cada concesión incluida en este programa. Las compensaciones fueron determinadas en Dólares, pero se abonaron en Pesos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del último día hábil del mes al que corresponda la producción incluida sujeta a compensación. En noviembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 447-E/2017 del 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 de la 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 fueran operadas de manera unificada y cumplieran con las demás condiciones.

Resolución 419-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 1 de noviembre de 2017 se dictó la Res 419-E / 2017 que modifica la Res 46-E / 2017, estableciendo un nuevo Anexo I que modifica las bases y condiciones del programa.

Con fecha 31 de enero de 2018, la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción dependiente del Ministerio de Energía y Minería una solicitud de adhesión para la Concesión Agua del Cajón al Programa antes mencionado. Dicha presentación incluyó la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa. Al 31 de julio de 2021 el plan de inversión se encuentra cumplido.

La Sociedad ha presentado las declaraciones juradas por la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – marzo 2020 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el pago provisorio equivalente al 85% de las compensaciones económicas solicitadas por el período enero 2018 – septiembre 2019 por un monto aproximado de \$ 1.637,1 millones. Al 30 de abril de 2020, la Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017, cuyo importe ascendió a \$ 1.386,7 millones correspondiente a la producción de los meses abril 2019 – marzo 2020.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

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

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

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

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

Para su implementación, el Decreto 892/2020 previó licitar mediante concurso público el suministro de 70 MMm3/día durante el período inicial del Plan Gas IV (2020-2024), divididos por cuenca (Neuquina 47,2 MMm3/d, Austral 20 MMm3/d, Noroeste 2,8 MMm3/d). En fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se (i) convocó al concurso público previsto en el Decreto 892/2020; (ii) estableció un cronograma según el cual los productores presentarán sus ofertas el 2 de diciembre de 2020 y los volúmenes de suministro se adjudicarán antes del 15 de diciembre de 2020; (iii) aprobó el pliego de condiciones; y (iv) aprobó el modelo de contrato a celebrarse entre CAMMESA y los productores y distribuidores y/o subdistribuidores. Finalmente, la adjudicación de los volúmenes de gas natural licitados se hizo mediante la Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía, cuyas asignaciones fueron aprobadas por la Resolución N°447/2020 del mismo organismo.

La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen para el período base de 0,81 MM m3/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SE N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución Nro. 46/2017.

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

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

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

En dicho sentido, el Banco Central dictó la Comunicación “A” 7168, estableciendo que a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de proyectos enmarcados en el Plan Gas IV podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

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

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

Posteriormente, se dictó la Comunicación “A” 7272, con respecto a las utilidades generadas en proyectos enmarcados en el "PLAN GAS":

- (i) Las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan Gas IV" establecido en el artículo 2º del Decreto N° 892/20.
- (ii) El acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto.
- (iii) El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios.

Además, en la tercera ronda (Resolución SE N° 984/21 emitida el 19 de octubre de 2021), se adjudicó un total de 3 millones de m³/día a US\$3,43/MBTU para el período mayo 2022 - diciembre 2024 bajo un contrato de suministro de gas en las mismas condiciones de la primera ronda adjudicada en diciembre de 2020.

Decreto 730/2022 – Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028. – Resolución N° 770/2022 de la Secretaría de Energía Concurso Público Nacional. Convocatoria

Con fecha 4 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 730/2022 que aprobó el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028 (el “Plan Gas 2023-2028”), basado en un sistema de oferta de precios en el PIST, e instruyó a la SE la instrumentación de dicho plan. El 14 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la SE, mediante la cual se reglamentó el Plan Gas 2023-2028.

El Plan Gas 2023-2028 se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras de gas, CAMMESA y empresas prestadoras de servicio público de distribución y subdistribución de gas que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras.

El Plan Gas 2023-2028 implementa la Ronda 4 y la Ronda 5.

A través de la Ronda 4, y particularmente la Ronda 4.1, los adjudicatarios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 de la Cuenca Neuquina podrán solicitar la extensión, para el período enero de 2025 – diciembre de 2028, ambos inclusive, de los Compromisos de Entrega referidos a:

- i) los Volúmenes Base de la Ronda 1 y
- ii) los volúmenes adjudicados en el marco de la Ronda 3.

No forman parte de esta extensión los Volúmenes del Período Estacional de Invierno Adicional adjudicados en el marco de la Ronda 1.

Asimismo, en el marco de la Ronda 4 se regula también la Ronda 4.2, mediante la cual se convoca a la presentación de ofertas para la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en cuenca Neuquina:

- a) “Gas Plan Julio”: hasta 11.000.000 m³ por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- b) “Gas Plan Enero”: hasta 3.000.000 m³ por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- c) “Gas de Pico 2024”: hasta 7.000.000 m³ por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive.
- d) “Gas de Pico 2025”: hasta 7.000.000 m³ por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive.

Respecto a la Ronda 5, mediante la misma se convoca a:

- a) Ronda 5.1: los adjudicatarios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 de las Provincias del Chubut y Santa Cruz podrán solicitar la extensión, para el período enero de 2025 – diciembre de 2028, ambos inclusive, de los compromisos asumidos en la Ronda 1.
- b) Ronda 5.2: se convoca a productores a presentar proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, en el marco de un Plan de Actividad Incremental.

Además, se deben considerar las siguientes condiciones:

- a) Precios: para extender la participación en el plan, los productores deben presentar ofertas con precios iguales o inferiores a la primera etapa del plan gas (2020-2024).
- b) Exportaciones: si se cubre el monto total anual de 70MM m³ /año, las empresas productoras adjudicadas pueden contar con condiciones preferenciales de exportación, a ser comprometidos en base estacional y conforme la situación particular del sistema de transporte y del mercado de gas.
- c) Contratos: la extensión implica la adecuación de la totalidad de los Compromisos de Entrega y de los contratos del adjudicatario con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA emergentes de los actos de adjudicación respectivos, con fecha de primera entrega 1° de enero de 2025 y fecha de finalización 31 de diciembre de 2028;
- d) Los productores deben continuar comprometiéndose a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos o comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y comercializar su producción asociada;
- e) En caso de incumplimiento por parte de los productores, en función del tipo de incumplimiento, estos percibirán un precio menor, serán pasibles de penalidades y hasta podrán ser excluidos del Plan Gas 2023-2028.

La fecha de presentación de ofertas para participar en el Plan Gas 2023-2028 fue 14 de diciembre de 2022, salvo para la Ronda 5.2 que operó el 30 de abril de 2023.

La Sociedad ha decidido no extender su participación en la segunda etapa del Plan Gas 2025-2028.

Resolución 403/2022 – Precio de referencia del gas para la generación de energía eléctrica

El 27 de mayo de 2022 el Ministerio de Energía dictó la Res. 403/2022 mediante la cual establecieron nuevos precios máximos en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, o en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad. Dichos precios máximos tendrían vigencia a partir del 1 de junio de 2022. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido fue de 6,10 U\$S/MBTU.

Resolución SE N° 6/2023

La Resolución SE 6/2023 publicada en el Boletín Oficial el 10 de enero de 2023, tal como fuera modificada posteriormente por la Resolución SE 113/2023, estableció la adecuación de los precios del gas natural en el PIST de los contratos o convenios de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del "Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de

Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028" (Plan Gas), en los términos del Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 730 de fecha 3 de noviembre de 2022), y las Resoluciones N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020, N° 447 de fecha 29 de diciembre de 2020, N° 129 de fecha 20 de febrero de 2021, N° 169 de fecha 8 de marzo de 2021, N° 984 de fecha 19 de octubre de 2021, N° 1091 de fecha 10 de noviembre de 2021, N° 770 de fecha 11 de noviembre de 2022 y N° 860 de fecha 22 de diciembre de 2022, todas emitidas por la SE, las cuales serán aplicables para los consumos de gas que se realicen a partir del 1 de marzo de 2023 y 1 de mayo de 2023.

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 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 N° 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, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. Las principales disposiciones de la Resolución N° 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería son las siguientes: (i) se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el PIST) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1° de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016; (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/MBTU a partir del 1° de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US\$6,72/MBTU el 1° 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 PIST correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1° de abril y el 1° de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución N° 212-E/2016 del 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 PIST a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas por el período comprendido entre el 1° de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017. Con fecha 31 de marzo de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 74 E/2017 del 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 1° de abril de 2017 y el 30 de septiembre de 2017.

Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° 74 E-/2017, el ENARGAS emitió la normativa correspondiente a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas a partir del 1° de abril de 2017. En diciembre 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 474-E-2017, que establecía los nuevos precios PIST a partir de

diciembre 2017. Con fecha 28 de marzo de 2018, el ENARGAS emitió los distintos cuadros tarifarios vigentes a partir del 1 de abril de 2018. Con fecha 11 de febrero de 2019, el ENARGAS emitió la Resolución N° 72/2019, por la cual se aprueba la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. La misma establecía, entre otros, que para trasladar a Pesos los Dólares negociados entre distribuidoras y productores, se utilizaría la cotización promedio del Banco de la Nación durante los primeros 15 días del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional.

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

Con fecha 29 de marzo de 2019 el ENARGAS emitió los distintos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1 de abril de 2019, teniendo en cuenta lo instruido en la Resolución N° 148/2019. Mediante Resolución N° 27/2020 de fecha 23 de abril de 2020, el ENARGAS derogó la actualización prevista en la Resolución N° 72/2019.

Con fecha 1 de junio de 2022, el ENARGAS publicó los distintos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1 de junio de 2022, como consecuencia de lo instruido mediante la Resolución N° 403/2022 de la Secretaría de Energía. Tales cuadros tarifarios, fueron oficializados con su publicación en el Boletín Oficial el día 31 de agosto de 2022, mediante Resoluciones N° 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333 y 334.

GLP

La Ley N° 26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP, regulando 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 para GLP en envases, 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 actividades reguladas por dicha ley; 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, el cual 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.

Respecto de la regulación propia de la actividad de producción, cabe destacar que el artículo 11 de la Ley 26.020 ha consagrado la libertad de la actividad de producción, es decir, que la producción de GLP bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas es libre: se podrá disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro requisito que el cumplimiento de la Ley 26.020, su reglamentación y las normas técnicas pertinentes.

Asimismo, la Ley 26.020 autoriza la libre importación de GLP sin otro requisito que el cumplimiento de dicha ley y sus normas reglamentarias y complementarias, y sin necesidad de autorización previa.

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

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y 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 suscriptores 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.

La SE, a través de las Resoluciones 1070/08 y 1071/08, ratificó (i) un Acuerdo Complementario al Acuerdo con Productores de Gas celebrado con ciertos productores de gas, y (ii) un Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP, celebrado con ciertos fraccionadores, productores de GLP, y otros actores del mercado, ninguno de los cuales fue suscripto por la Sociedad. Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SE.

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 N° 56-E/2017 y N° 75/2017 del Secretario de Hidrocarburos, la Resolución N° 287-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería –actualmente, la Secretaría de Energía y la Resolución SE 39/2022).

Resoluciones ENARGAS 1982, 1988 y 1991/11

A fines del mes de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó las Res. 1982, 1988 y 1991/11 en virtud de las cuales, entre otras cuestiones: (i) se ajustaron los valores unitarios del cargo creado por el Decreto PEN 2067/08 aumentándolos aproximadamente un 1000% y (ii) se dispuso aplicar dicho cargo en forma completa a determinados usuarios no residenciales de gas natural de acuerdo con la actividad principal o secundaria que éstos realicen, lo cual incluye a las plantas de tratamiento de gas natural ubicadas fuera de la medición regulada, tal el caso de la planta Agua del Cajón, propiedad de Servicios Buproneu, en la cual la Sociedad procesa su gas natural.

La Sociedad considera que dicho cargo tarifario resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no había sido creado por una Ley del Congreso Nacional. En virtud de ello, la Sociedad ha interpuesto acciones legales y obtenido una medida cautelar.

Resolución SE 77/12

En marzo 2012 se publicó la Resolución SE 77/12, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se prorroga el acuerdo de estabilidad del precio de GLP (butano), se dispone que las empresas productoras no firmantes deberán cumplir los parámetros de abastecimiento que determine la SE y vender GLP (butano) a las empresas fraccionadoras a precios y con compensaciones iguales a las establecidas para las productoras firmantes del mencionado acuerdo y que las empresas que incumplan dichos parámetros y disposiciones quedarán (i) inhabilitadas para exportar, (ii) no podrán efectuar operaciones de compra y venta de GLP en el mercado interno con ninguno de los sujetos activos de la industria y (iii) serán pasibles de multas por falta de entrega del producto en los términos determinados por la Autoridad de Aplicación o por ventas que superen los precios establecidos en el mencionado acuerdo o en dicha resolución. La Sociedad ha iniciado acciones administrativas y judiciales contra las disposiciones de esta resolución y, a raíz de ello, ha obtenido una medida cautelar que suspende los efectos de esta norma y de las inhabilitaciones dispuestas contra la Sociedad por la SE en base a esta norma. Con posterioridad la SE dictó las Resoluciones 429/13 y 532/14 que aprobaron las sucesivas prórrogas al acuerdo de estabilidad de precio de GLP y, en líneas generales, reiteraron las disposiciones de la Res. SE 77/12. La Sociedad, en su condición de empresa no firmante del acuerdo de precio de GLP, eventualmente iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas en caso de resultar necesario.

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.

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.

Decreto 470/2015 y la Resolución 49/2015

En marzo 2015, se publicó el Decreto 470/2015 y la Resolución SE 49/2015, a través de los cuales se discontinúa el Programa “Garrafa para Todos”, vigente desde el año 2009 y se crea en su reemplazo el Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)” por medio del cual se modifica el esquema de aportes de volumen de Propano y Butano, régimen de subsidios y de precios máximos vigentes. La Sociedad ha impugnado la aplicación de dichos programas.

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecido por la Resolución SE 391/2023 son los siguientes:

A partir de la fecha	Precio Butano	Precio Propano
08/05/2023	\$40.252	\$40.252
01/06/2023	\$41.862	\$41.862
01/07/2023	\$43.537	\$43.537
01/08/2023	\$45.278	\$45.278

Acuerdos de abastecimiento de Gas Propano Indiluido

Desde el año 2002 se han firmado con los productores de gas Propano, “Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido” para Redes, que tienen por objeto asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento del Gas Propano para las Redes de distribución, que actualmente funcionan en la República Argentina.

Los mismos contemplaron, hasta diciembre de 2015, la percepción directa de parte del receptor del volumen del acuerdo la suma de \$ 300/tn (expresado en moneda histórica). La diferencia entre este valor y el precio denominado “Export Parity Local” publicado por la SE se cobra a través de un certificado de crédito fiscal y/o efectivo de parte de la autoridad de aplicación.

Las entregas realizadas entre el 1 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015 no fueron cobradas por medio de certificado fiscal, sino por medio de la emisión de instrumentos de deuda pública (BONAR 2020 US\$). La Sociedad debió adherirse como Empresa Beneficiaria de dicho programa, creado por medio del Decreto 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 20 de mayo de 2016.

Los precios percibidos por las empresas se actualizaron en octubre de 2016 (Res. 212/2016), marzo de 2017 (Res. 74-E/2017) y en noviembre de 2017 (474-E/2017) determinándose para entonces precios de \$/tn 1.941 para usuarios residenciales (expresado en moneda histórica).

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un “Porcentaje de Adecuación” igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios. Sin perjuicio de ello, la Sociedad realizó entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes, indicando también que esa dependencia se encuentra abocada a las tareas tendientes a extender la vigencia del Acuerdo al menos hasta el 30 de junio de 2020.

En el mes de agosto de 2020 se firmó el Décimo Séptimo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (con vencimiento el 31 de diciembre de 2020). A través de este acuerdo las empresas productoras se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por

Redes, a unos precios salida de planta (el "Precio Acordado") iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resulten de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de Tierra Del Fuego, Antártida e Islas Del Atlántico Sur, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, La Pampa, en el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y en el Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del "Resto País" a un precio establecido en \$/TM 8.937.

Bajo dicho acuerdo, las empresas productoras tienen derecho a percibir una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se considerará la diferencia entre: i) los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes a los Precios Acordados; y ii) los ingresos netos que se hubieran obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio "GLP-Paridad de Exportación".

A la fecha del presente Prospecto, se encuentra firmado el Décimo Noveno Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Derecho de Exportación

Mediante los Decretos N° 793 y 865/18, de fecha 3 y 27 de septiembre de 2018, respectivamente, se dispuso la aplicación de un impuesto a la exportación de, entre otros productos, gas natural, propano, butano y gasolina natural con una alícuota del 12% y un tope máximo de AR\$ 4 por cada US\$ del valor imponible o del precio oficial FOB. Más tarde, con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, 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. 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 Nacional.

No obstante lo anterior, hasta el mes de mayo del año 2020, la Aduana liquidaba los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12%. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

Cabe aclarar asimismo que a partir del Decreto N° 488/20 del mes de mayo de 2020 (que fuera posteriormente modificado), se estableció un impuesto a la exportación de gas natural, determinando la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional "Ice Brent primera línea" sea igual o inferior a US\$45, escalando progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el "Ice Brent primera línea" sea igual o superior a US\$60. Durante el 2021, dicha alícuota se mantuvo en 8%, salvo en los meses de enero (3,1%) y febrero (5,7%). Véase más abajo "*Exportación de Gas Natural*".

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 incurrir de mayores costos a cargo del Estado Nacional por uso de combustibles alternativos para generar electricidad por parte del MEM (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.

Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas

mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/18.

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

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley N° 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.

Tal como se mencionó previamente, en mayo de 2020 el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 488/2020, y en su artículo 7° 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 cuarenta y ocho). A su vez, gravó con una alícuota del 8% (ocho por ciento) del derecho de 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 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 con una fórmula que se incluye en el mismo decreto. Por último, el Decreto N° 488/2020 dejó sin efecto toda norma que se oponga a dicha regulación.

En síntesis, el mencionado decreto establece un esquema para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación, dejando sin efecto toda norma que se oponga a ello, a cuyos efectos define:

- a. Valor Base (VB): US\$ 45/bbl
- b. Valor de Referencia (VR): US\$ 60/bbl
- c. Precio Internacional (PI): el último día hábil de cada mes la Secretaría de Energía publicará la cotización del precio del barril “ICE Brent primera línea”, considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures Settlements”. Si existiera una diferencia superior al 15% se fijará una nueva cotización la cual será aplicable a partir del primer día hábil siguiente.

En base a estas definiciones, establece para los derechos de exportación:

- una alícuota del 0% en los casos en que el PI sea igual o inferior al VB
- una alícuota del 8% en los casos en que el PI sea igual o superior al VR –
- en los casos en que el PI se encuentre comprendido entre el VB y el VR, la alícuota se determinará utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \text{PI} - \text{VB} / \text{VR} - \text{VB} \times 8\%$$

Asimismo, el decreto dispuso que durante la vigencia del mismo las empresas productoras deben: i) sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, manteniendo los contratos con las empresas de servicios regionales y la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019 para lo cual deberán tomar en consideración la actual contracción de la demanda local e internacional de hidrocarburos y sus derivados como consecuencia de la pandemia del Covid-19 y siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica establecidos por el art. 31 de la Ley de Hidrocarburos; ii) cumplir con el plan anual de inversiones; iii) No acceder al MLC para la formación de activos externos ni adquirir títulos valores en Pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior; y iv) aplicar el precio fijado en todos los casos para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas.

La Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 360/2021, que aprobó un nuevo procedimiento aplicable a la autorización de exportaciones de gas natural, derogando el dispuesto por la Resolución 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Disposición 284/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles –reglamentaria de la resolución mencionada-

. Entre las modificaciones incorporadas más relevantes, se destaca la incorporación de tres subcategorías dentro de la categoría de exportaciones en firme, prevista en la Resolución N° 104/2018 (conforme fuere modificada por la Resolución N° 417/2019). Estas subcategorías son:

(i) Exportaciones firmes Plan Gas IV: Serán aquellas exportaciones promovidas por los productores adjudicados en el marco del Plan IV durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de los años calendarios 2021 al 2024. Dichas exportaciones serán asignadas de manera prioritaria a toda otra nueva solicitud en condición firme y/o interrumpible. No se procesarán solicitudes cuyo precio mínimo a percibir en el PIST sea inferior al precio promedio ofertado en la primera ronda del Plan IV, y que las mismas no podrán ser cedidas bajo modalidad alguna;

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

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

Asimismo, en conexión con el Plan Gas IV, la Resolución N° 360/2021 establece que los volúmenes solicitados para la exportación en condición firme que sean finalmente autorizados a exportarse serán detraídos de la cantidad máxima diaria de los contratos en el marco del Plan Gas IV entre CAMMESA y los productores autorizados a exportar. Dicha detracción operará de manera definitiva durante todo el plazo de vigencia de la autorización de exportación. La Resolución N° 360/2021 establece que la Autoridad de Aplicación del régimen podrá restringir temporariamente su vigencia –tanto las otorgadas bajo el procedimiento de la Resolución 417/2019 como las nuevas-, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento previsto en el artículo 9 del Anexo de dicha resolución.

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

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

El 17 de noviembre de 2022 se publicó la Resolución SE N° 774/22 en reemplazo de la Resolución SE N° 360/21. El nuevo procedimiento define 3 zonas de exportación con distintos límites estivales: Cuenca Neuquina 9 MM m³/día (Oct/23 - Abr/24), Cuenca Austral 2 MM m³/día (Oct/23 - Abr/24) y Noroeste y otras cuencas, no sujetas a límites de volumen.

Los límites de volumen se asignarán de la siguiente manera: (i) 45% en función de la participación del productor adjudicado en el volumen total de la cuenca; (ii) 55% entre los que generen la mayor reducción ponderada de precio por volumen dentro del volumen incremental de la cuenca.

Se establece un precio mínimo de referencia, que deberá ser mayor o igual al máximo entre el porcentaje del precio Brent que determine la SE y el precio promedio adjudicado ajustado por índice estacional. Para el periodo mayo-junio de 2023, el precio mínimo es equivalente a 7,73 USD/Mmbtu. Adicionalmente, se autorizará un volumen firme de 3MM m³/día de exportación para la cuenca Neuquina para el período mayo-junio 2023 a ser distribuido entre los productores adjudicados en la licitación de la Ronda 4.2 "Julio Gas Plano". La posibilidad de descontar los volúmenes de los contratos del Plan Gas IV y/o del Plan de Aseguramiento con CAMMESA y/o ENARSA también está permitida.

Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020

Adicionalmente, como respuesta al brote de 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 las empresas 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. Con posterioridad, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

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 Hidrocarbúrfica 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\$ (Resolución SE N° 688/19).

Por otro lado, con fecha 13 de septiembre de 2019 se publicó la Res N° 552/19 del Ministerio de Hacienda, fijando una transferencia de \$ 116,10 por barril de petróleo entregado en el mercado local durante el mes de septiembre de 2019, a ser abonado 88% a la empresa productora solicitante y 12% a la provincia en cuya jurisdicción se encuentre la concesión en la cual se haya producido el petróleo. La solicitud de transferencia debía estar acompañada de las renunciaciones de la empresa productora de petróleo y la provincia concedente a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, relacionados con la aplicación de los Decretos N° 566/19 y 601/19. La Sociedad no ha efectuado solicitud alguna al respecto.

El 18 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 488/2020 estableciendo un precio sostén para las ventas de petróleo crudo en el mercado doméstico, que fijó en US\$45 por barril para el tipo de crudo Medanita estableciendo ajustes según tipo de crudo por calidad y puerto de carga. La medida estaba sujeta a revisiones trimestrales su vigencia se encontraba sujeta a que el Brent no excediera los US\$45 por 10 (diez) días seguidos conforme la cotización publicada en “Ice Brent Primera Línea”. El Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020.

1. Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina

Antecedentes Históricos

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno Argentino encaró un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina (“Congreso Nacional”) aprobó la Ley 24.065, que junto con la Ley 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el “Marco Regulatorio de la Electricidad”), el cual estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, diferenció la generación, transmisión y distribución de electricidad como actividades comerciales distintas, cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era reducir las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro de electricidad a través de la competencia. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de instalaciones de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

La Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), combinada con la devaluación del Peso y las altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en Argentina. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas generadoras, transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes. Por tal motivo, los participantes del mercado eléctrico argentino, en particular los generadores, en la actualidad están operando prácticamente a capacidad plena, lo que podría dar por resultado un suministro insuficiente para satisfacer la creciente demanda de energía en el ámbito nacional.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno Argentino ha modificado varias veces las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) desde el año 2002. Estas modificaciones incluyen la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE N° 8/02) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno Argentino), independientemente del combustible efectivamente utilizado en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE N° 240/03), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

El Gobierno Nacional implementó diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes, tales como la Resolución SE N° 95/2013, en virtud de la cual se fijaron nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, y se agregó una remuneración adicional. Estos valores no se aplicarán a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución establece la suspensión temporaria de nuevos contratos del Mercado a Término del MEM, excepto los previstos en el artículo 1 de esa resolución, y establece que una vez extinguidos los contratos vigentes en el Mercado a Término, los grandes usuarios (“GU”) deben comprar la energía a CAMMESA. La resolución asimismo establece que la gestión comercial y la entrega de combustible a las centrales del MEM se centralizarán en CAMMESA. La Resolución N° 95/2013 de la SE, modificada por la Resolución (SE) N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. La Resolución (SE) N° 19/17, la Resolución (SRRYME) N° 1/19 y, finalmente la Resolución (SE) 31/20 modificaron el régimen completo de remuneración de generación.

En diciembre de 2015, el Gobierno Argentino, mediante el Decreto N° 134/2015, declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, vigente hasta el 31 diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Gobierno Argentino tomar acciones destinadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina, tales como instruir al entonces Ministerio de Energía y Minería a desarrollar e implementar, con la colaboración de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. A pesar de que el estado de emergencia no fue prorrogado, el Gobierno Argentino continuó interviniendo el sector eléctrico y las medidas que permitan regularizar la situación aún no fueron adoptadas.

Con fecha 1 de marzo de 2019 se publicó en el BO la Resolución N° 1/19 emitida por SRRYME, mediante la cual dejó sin efecto el esquema de remuneración de la Resolución N° 19/17 emitida por la ex SEE. El régimen establecido por la Resolución N° 1/19, aplicable a partir del 1 de marzo de 2019, mantuvo el esquema de remuneración en US\$. Los principales cambios: (i) la remuneración por potencia de las generadoras térmicas que declaren Compromisos de Disponibilidad Garantizada (“DIGO”) se reduce a US\$ 5.500/MW-mes para los períodos de marzo a mayo (otoño) y septiembre a noviembre (primavera); (ii) para las generadoras térmicas se aplica sobre la remuneración a la potencia, un coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos doce meses de la unidad: para percibir el 100% del pago por potencia, se requiere un mínimo del 70% del factor de utilización; entre un 30% y 70% de utilización, se percibe un porcentaje en función de ello; y si el factor de uso es menor al 30%, el coeficiente resultante es 0,70; y se reduce la remuneración por operación y mantenimiento a US\$ 4/MWh en la energía generada con gas y a US\$ 7/MWh con fuel oil o gas oil, y se reduce la remuneración por energía operada a US\$ 1,4/MWh. El régimen de la Resolución N° 1/19 fue posteriormente modificado por medio de la Resolución (SE) N° 31/20, mediante la cual se estableció un nuevo esquema remunerativo para las ventas en el mercado spot. El 21 de mayo de 2021 se publicó en el BO la Resolución 440/2021 de la SE, posteriormente modificada por la Resolución 238/2022, que determina un nuevo esquema de remuneración. Para mayor información véase “*Esquemas de remuneración para la generación de energía*” de esta sección del Prospecto.

Adicionalmente, como respuesta al brote de Covid-19, el 24 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino dictó el decreto de necesidad y urgencia 311/2020 (el “DNU 311/2020”), que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios de energía eléctrica 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 por un plazo de 180 días corridos a partir de su entrada en vigencia. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/20 se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, por medio del Decreto N° 756/20 se prorrogó el plazo desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

1. El Ministerio de Economía (a través de la SE);
2. el ENRE, y
3. CAMMESA.

El 11 de diciembre de 2015, por medio del Decreto N° 13/2015 (vigente a partir del 11 de diciembre de 2015), se modificó la Ley de Ministerios N° 22.520, creando el Ministerio de Energía y Minería (ME&M), el cual absorbía las funciones de la Secretarías de Energía y Minería y entidades descentralizadas que se encontraban bajo la órbita del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Las responsabilidades del ME&M incluían participar “en la gestión de las participaciones del Estado en las empresas que operan en el ámbito de su competencia”. El 5 de septiembre de 2018, a través del Decreto N° 801/2018, el Gobierno Argentino dispuso el reordenamiento estratégico de ministerios, causando la disolución del ME&M y su transformación en la Secretaría de Energía, la cual queda dentro de la órbita de control del Ministerio de Economía. Con el cambio de administración en el Gobierno Argentino, por medio del Decreto N° 7/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, se modificó nuevamente la Ley de Ministerios, creándose el Ministerio de Desarrollo Productivo y disponiendo bajo su órbita a la Secretaría de Energía de la Nación. Mediante el Decreto N° 804/2020 de fecha 14 de octubre de 2020, se dispuso que la Secretaría de Energía pase a estar bajo la órbita del Ministerio de Economía.

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 50/2019, las funciones de la SE son:

- Participar en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Asistir al/a la Ministro/a en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética y en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de infraestructura;
- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, y de autoridad concedente en relación con las concesiones y habilitaciones previstas en dichas leyes;
- Ejercer, en materia de energía, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas;
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía;
- Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de energía;
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente;
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos;
- Ejercer el control tutelar del ENRE. Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas energéticas de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos.

Por su parte, el ENRE es un organismo autárquico creado por Ley N° 24.065, cuyas facultades regulatorias y materialmente jurisdiccionales (resolución de conflictos entre actores de la industria), incluyen, entre otras:

- Exigir el cumplimiento del Marco Regulatorio de la Electricidad;
- Dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM;
- Controlar la prestación de servicios eléctricos y exigir el cumplimiento de los términos y condiciones de las concesiones;
- Supervisar el cumplimiento de adoptar las normas aplicables a las empresas de generación, transporte y distribución, y a los usuarios de electricidad y otras partes relacionadas, en relación con la seguridad, procedimientos técnicos,

medición y facturación de consumos eléctricos, interrupción y reconexión de suministro, acceso de terceros a las instalaciones utilizadas en la industria de la electricidad y calidad de los servicios ofrecidos;

- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes de la industria de la electricidad, y
- Aplicar sanciones por violación de concesiones y otras reglamentaciones relacionadas, y
- Dirimir conflictos entre los participantes del sector eléctrico.

El ENRE opera bajo la administración de un directorio integrado por cinco miembros designados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (“CFEE”). El CFEE se financia con un porcentaje de los ingresos percibidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos percibidos por el CFEE se reserva para el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, del cual el CFEE distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en el interior del país.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegó en el Poder Ejecutivo una variedad de funciones para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas facultó al Poder Ejecutivo a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/20, de fecha 17 de marzo de 2020, se ordenó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020 y se dispuso la suspensión de las funciones de los miembros del directorio a partir de su entrada en vigencia. Posteriormente, por medio del Decreto N° 1020/20, se prorrogó la intervención del ENRE por el plazo de un (1) año desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por dicha norma. Dichas intervenciones fueron prorrogadas hasta el 31 de diciembre de 2021 por el Decreto N° 1020/20. En virtud del Decreto N°871/2021, la intervención del ENARGAS y del ENRE fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022.

CAMMESA es una sociedad anónima de gestión privada sin fines de lucro creada por el Decreto N°1192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La Secretaría de Energía posee y ejerce los derechos de las acciones estatales de CAMMESA por intermedio de la SEE.

A pesar de que CAMMESA no es una compañía con participación mayoritaria estatal; (i) generalmente recibe los fondos del Estado, (ii) tiene un propósito público; y (iii) numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SEE.

CAMMESA funciona como la entidad encargada de despacho, y es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como el manejo de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y GU) y los entrega a los acreedores (es decir, los generadores). Por lo general, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo tanto, el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución (SE) N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución (SE) N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del mercado a término en base a las necesidades y con el fin de optimizar el uso de la energía; y se encarga del envío de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios.

CAMMESA es administrada por un directorio formado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez directores suplentes. Cada una de las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el director de la SEE, quien es a su vez presidente del directorio en virtud de la delegación de la SE, y un miembro elegido conjuntamente entre la SE y los representantes a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio

requieren el voto favorable del presidente del directorio. Los costos operativos de CMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares (excepto por el rol de CMMESA). Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúan en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y GU son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM. Asimismo, de conformidad con dicha Ley, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Generadores

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CMMESA. Los generadores también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, que aún está vigente, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable. Al 31 de diciembre de 2020, la potencia instalada de Argentina reportada por CMMESA era de 42.0 GWh. En 2020, las empresas de generación térmica generaron 82.333 GWh (62%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 29.093 GWh (21%), las empresas de generación nuclear generaron 10.011 GWh (7%) y las de generación de energía renovable generaron 12.734 GWh (10%). En 2020, se registraron importaciones por 1.204 GWh (56% inferiores a los 2.746 GWh registrados en el 2019), exportaciones por 3.089 GWh (superiores a los 261 GWh registrados en el 2019) y pérdidas de energía por 4.392 GWh (1% superiores al 2019).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) Física, como responsable de la operación central; (b) Comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, los cargos de transporte, y el cargo por gastos del Organismo Encargado del Despacho ("OED"), y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Transportistas

Las empresas transportistas tienen una concesión otorgada por el Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores debido a que esta actividad es considerada como un servicio público. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STEEAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STEEDT"), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener") es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Líneas de Transmisión del Litoral S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A. ("Transpa"), Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. ("Transba") y Distrocuyo S.A.). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte se llevan a cabo a través de concesiones, que se asignan periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables

de la ampliación del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública". Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI siempre y cuando cumplan con el sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribuidores

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales, y deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un valor (establecido como tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA") (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor"), Empresa Distribuidora Sur S.A. ("Edesur") y Empresa Distribuidora La Plata ("Edelap") representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe y Energía de Misiones) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Edelap fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires, aunque con la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se dispuso mantener las facultades tarifarias en el ENRE.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires ("OCECBA") supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos Eden, Edes y Edea, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en "períodos de administración" que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

GU del MEM

El MEM clasifica a los GU de energía en tres categorías (1) GUMA, (2) GUME y (3) GUPA:

- GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado spot. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado spot son facturadas por CAMMESA.
- GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 30 kW y 2000 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot.
- GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 30 kW y una capacidad máxima de 100 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 considera la existencia de los comercializadores, quienes realizan la compra o venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM. Recién a través del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo reconoció la calidad de participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la SEE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica. A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM. El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de participante del MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995). La actuación del comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta

propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas. La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N°24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y
- ii. En virtud del artículo 9 del Decreto N°1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de generación;
- ii. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de distribución; y
- iii. En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y
- ii. En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término “control” mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. El artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que “se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.” No obstante, no se puede asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte. La Compañía es una empresa de electricidad dedicada a la generación de electricidad en la Argentina que cumple con dichas restricciones legales.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

Transportistas

- i. De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;
- ii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- iii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

- i. Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y
- ii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Precio de la energía eléctrica

Precios spot

Las normas de emergencia promulgadas después de la crisis argentina en 2001 tuvieron un impacto significativo en los precios de la energía. Entre las medidas aplicadas con arreglo a las normas de emergencia se encuentra la pesificación de los precios en el MEM, conocido como el mercado spot, y el requisito de que todos los precios spot se calculen sobre la base del precio del gas natural, incluso en circunstancias en las que se adquieran combustibles alternativos como el gasoil (“GO”) para satisfacer la demanda debido a la falta de suministro de gas natural.

Previo a la crisis, los precios de la energía eléctrica en el mercado spot eran fijados por CAMMESA, quien establecía el precio por hora cobrado por los generadores por la energía vendida en el mercado spot del MEM. El precio spot reflejaba la oferta y la demanda en el MEM en un momento determinado, que era determinado por CAMMESA mediante el uso de diferentes escenarios de oferta y demanda que despachaban la cantidad óptima de suministro disponible, teniendo en cuenta las restricciones de la red de transporte, de manera de satisfacer la demanda y a la vez procurar minimizar el costo de producción y el costo asociado a la reducción del riesgo de fallas del sistema. El precio spot fijado por CAMMESA remuneraba a los generadores de acuerdo con el costo de la próxima unidad a ser despachada según las mediciones realizadas en la subestación de 500kV Ezeiza, que es el centro de carga del sistema y está próximo a la Ciudad de Buenos Aires. La orden de despacho era determinada por la eficiencia de la central y el costo marginal del suministro de energía. Al determinar el precio spot, CAMMESA también consideraba los diferentes costos en los que incurrieron los generadores fuera de la provincia de Buenos Aires.

Además de los pagos por la producción real de energía eléctrica a los precios vigentes del mercado spot, los generadores recibían remuneración por la capacidad puesta a disposición del mercado spot, incluida la capacidad de reserva, la capacidad de reserva adicional (en casos de escasez de capacidad del sistema) y servicios accesorios (tales como la regulación de frecuencia y control de tensión).

El precio spot del MEM se determina en base al costo variable de producción (CVP) con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Resolución SE N° 240/03). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobrecosto transitorio de despacho. Asimismo, mediante la Resolución SGE N° 25/18 el MEM asume los costos del gas importado a partir del 1 de octubre de 2018.

En los últimos años el precio spot se fijó por resolución de la autoridad de aplicación, la última de ellas fue la Resolución N° 38/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico que lo fijó en 720 \$/MWh.

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación que no cuenta con contratos con un régimen de remuneración específico, hasta el 28 de febrero de 2019 rigió el régimen de remuneración de la Resolución (SEE) N° 19/17, entre el 1 de marzo de 2019 y 31 de febrero de 2020 entró en vigencia el régimen remunerativo previsto por la Resolución (SRRYME) N° 1/19, desde el 1 de febrero de 2020, rigió la Resolución (SE) N° 31/20 y a partir del 21 de mayo de 2021 rigió la Resolución (SE) N° 440/2021, que actualizó en un 29% el esquema de remuneración dispuesto por la Resolución 31/2021. Con fecha 21 de abril de 2022, a partir de la Resolución (SE) 238/2022, se aumentó en un 30% la remuneración de las transacciones económicas por la venta de energía por cada agente generador aplicándose de manera retroactiva a febrero de 2022. Asimismo, se estableció un 10% adicional a partir del mes de junio 2022. También eliminó el factor de uso utilizado para calcular la remuneración de los generadores y la temporal. El 12 de diciembre de 2022, el régimen de remuneración fue modificado por la Resolución SE N° 826/22, que estableció un aumento del 20% de la remuneración retroactivo a septiembre de 2022 y un nuevo aumento del 10% a aplicarse a partir de diciembre de 2022. También estableció un aumento del 25% a aplicarse a partir del 1 de febrero de 2023 y un aumento del 28% a aplicarse a partir de agosto de 2023.

Adicionalmente, la Resolución SE N° 826/22 reemplazó el esquema de remuneración de potencia en horas de máximo requerimiento térmico por un esquema de remuneración diferenciado para la energía generada en horas pico, a partir de la transacción económica de noviembre de 2022.

La evolución de los valores fijados para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

a) Precio base de la potencia (PreBasePot)

Tecnología / Escala	Res. 31/2020	Res. 440/2021	Res. 238/2022		Res. 826/2022			
	febrero 2020 a enero 2021	De febrero 2021 a enero 2022	De febrero a mayo 2022	De junio a agosto 2022	De septiembre a noviembre de 2022	De diciembre de 2022 a enero de 2023	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650	129.839	168.791	185.670	222.804	245.084	306.355	392.135

b) Precio para la potencia garantizada ofrecida (PrePotDIGO)

Tecnología / Escala	Res. 31/2020	Res. 440/2021	Res. 238/2022		Res. 826/2022			
	febrero 2020 a enero 2021	De febrero 2021 a enero 2022	De febrero a mayo 2022	De junio a agosto 2022	De septiembre a noviembre de 2022	De diciembre de 2022 a enero de 2023	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	360.000	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562

Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	270.000	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922
---	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	-----------

c) Remuneración por disponibilidad de potencia

La remuneración mensual de potencia de un generador habilitado térmico (GHT) será proporcional a la disponibilidad mensual y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los mantenimientos programados y acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del agente generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, es responsabilidad del GHT y será tratada como una indisponibilidad forzada.

A partir de la Resolución SE N° 826/22, la remuneración se calcula de la siguiente manera:

$REM\ TOT\ gm\ (\$/mes) = REM\ DIGO\ [\$ /mes] = DRP[MW] * kFM(1) * PrecPotDIGO\ (1)$ kFM = las horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

d) Remuneración por energía generada y operada

d.1) Energía Generada: el precio variable no combustible, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología / Escala	Res. 31/2020	Res. 440/2021	Res. 238/2022		Res. 826/2022			
	febrero 2020 a enero 2021	De febrero 2021 a enero 2022	De febrero a mayo 2022	De junio a agosto 2022	De septiembre a noviembre de 2022	De diciembre de 2022 a enero de 2023	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	240	310	403	443	532	585	731	936

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a ésta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

d.2) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, para cualquier tipo de combustible, valorizada a:

	Res. 31/2020	Res. 440/2021	Res. 238/2022		Res. 826/2022			
	febrero 2020 a enero 2021	De febrero 2021 a enero 2022	De febrero a mayo 2022	De junio a agosto 2022	De septiembre a noviembre de 2022	De diciembre de 2022 a enero de 2023	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023

Tecnología / Escala								
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	84	108	140	154	185	204	255	326

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a ésta igual al 60 % de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

e) Remuneración por generación en horas de punta

La Resolución SE N° 826/2022 reemplaza la disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento, establecida en la Resolución. SE N°238/2022, por el concepto de Remuneración por generación en horas de punta.

Mediante este concepto se reconocerá una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio vigente por el costo variable no combustible a ser aplicado en las cinco horas de pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a una vez para todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

f) Remuneración adicional transitoria

La Resolución SE N°1037/21, publicada en el Boletín Oficial el 2 de noviembre del 2021, creó la Cuenta Exportaciones como parte del Fondo de Estabilización, fondeada con los ingresos provenientes de la exportación de energía, los cuales serán destinados al financiamiento de obras de infraestructura energética y asignados según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía. También establece un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración a los Generadores comprendidos en la Resolución N° 440/21, que abarcará las transacciones económicas comprendidas entre septiembre 2021 y febrero 2022 inclusive.

Posteriormente, el 10 de noviembre de 2021 se publicó la Nota NO-2021-108163338-APN-SE#MEC de la SE, mediante la cual se instruye a CAMMESA a considerar en el cálculo de las transacciones económicas, un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia. Asimismo, establece que se reconocerá un monto adicional de 1000 \$/MWh exportado en el mes, el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Generador alcanzado.

A partir de la transacción económica de febrero 2022, la Resolución SE N° 238/22 dejó sin efecto la remuneración adicional y transitoria detallada.

Precios estacionales

Las normas de emergencia también introdujeron cambios significativos a los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM, incluida la implementación de un tope (que varía dependiendo de la categoría del cliente) al costo de la electricidad cobrado por CAMMESA a los distribuidores a un precio significativamente inferior al precio spot cobrado por los generadores.

Estos precios no se modificaron entre enero de 2005 y noviembre de 2008.

Antes de la implementación de las normas de emergencia, los precios estacionales eran regulados por CAMMESA de la siguiente manera:

- i. Los precios cobrados por CAMMESA a los distribuidores se modificaban únicamente dos veces por año (en el verano y en el invierno), con revisiones trimestrales intermedias en caso de cambios significativos en el precio spot de la energía, a pesar de que los precios cobrados por los generadores en el MEM fluctuaban constantemente;

- ii. Los precios eran determinados por CAMMESA sobre la base del costo promedio de proporcionar un MWh de energía adicional (su costo marginal), así como los costos asociados a la falla del sistema y varios otros factores; y
- iii. CAMMESA utilizaba modelos de optimización y bases de datos estacionales para determinar los precios estacionales y consideraba tanto el suministro como la demanda anticipada de energía de la siguiente manera:
 - al determinar el suministro, CAMMESA consideraba el suministro de energía de los generadores sobre la base de su disponibilidad esperada, las importaciones de electricidad comprometidas y la disponibilidad declarada por los generadores; y
 - al determinar la demanda, CAMMESA incluía los requerimientos de los distribuidores y los GU que compraban en el MEM, así como las exportaciones comprometidas.

El 25 de enero de 2016, el ex ME&M emitió la Resolución N° 6/2016 que aprobó los precios estacionales del MEM para cada categoría de usuario para el período comprendido entre febrero y abril de 2016. Dicha resolución reajustó los precios estacionales previstos en el marco regulatorio. Los precios de la energía eléctrica en el mercado spot habían sido fijados por CAMMESA, quien determinó el precio por hora cobrado por los generadores por la energía vendida en el mercado spot del MEM. Los precios del MEM derivaron en la eliminación de la mayoría de los subsidios a la energía y en un aumento significativo de las tarifas de electricidad cobradas a los particulares. La Resolución N° 6/2016 introdujo diferentes precios dependiendo de la categoría de los consumidores. Dicha resolución también contempla una tarifa social para los clientes residenciales que cumplen ciertos requisitos de consumo, que incluye una exención completa para consumos mensuales menores o iguales a 150 Kwh y tarifas preferenciales para clientes que superen dicho nivel de consumo, pero alcancen un consumo mensual inferior al del mismo período en el año inmediatamente anterior. Asimismo, esta resolución establece beneficios en las tarifas para los clientes residenciales que reduzcan el consumo. La Resolución (SEE) N° 41/16 aprobó los precios estacionales de invierno en consonancia con los precios incluidos en la Resolución N° 6/16. Posteriormente, a través de la Resolución SEE N° 256/2017, el Gobierno Argentino aumentó la porción de los costos de generación que deben pagar los usuarios finales. El nuevo precio de potencia equivale a \$ 1.070,11 por MWh en horas pico; \$ 1.060,95 por MWh en horas de valle, y \$ 1.065,61 durante el resto del día. No obstante, además, se establecieron precios diferenciales más bajos para ciertos tipos de usuarios y un descuento especial aplicable en las lecturas en febrero de 2017.

Además, la Resolución (SEE) N° 20/17 le permitía a las provincias cobrar las regalías que pagaran en especie las empresas de generación hidroeléctrica para compensar la deuda de los distribuidores provinciales.

La Resolución N° 1085/17 dictada por la SRRYME estableció un nuevo esquema para la distribución del costo del transporte de energía para el usuario final y los generadores. Posteriormente, mediante Resolución (SRRYME) N° 2/19 y Resolución N° 7/19, se definió la metodología para dicha distribución y su inclusión en el precio estacional.

Durante 2021, la SE aprobó los precios estacionales tanto de invierno como de verano a través de diferentes resoluciones (Res. SE N° 408/21; 748/2; 1029/21 y 40/22). Los principales cambios incluyeron la división de los usuarios de cada distribuidora en diferentes categorías con el fin de fijar los precios de referencia a aplicar a dichos usuarios. Por ejemplo, se fijaron precios de referencia diferentes para los GUDI que son instituciones públicas sanitarias y educativas; los consumidores generales (no residenciales) usuarios residenciales, y GUDIs cuya actividad es la minería de criptomonedas. La SE definió precios no subvencionados y exigió distribuidoras (principalmente Edenor y Edesur) a calcular el subsidio para cada factura e incluir dicho monto en la factura respectiva.

A pesar de que la SE aprobó precios más altos que los aplicables a los usuarios finales residenciales, dichos precios no cubren el costo de producción. Según estimaciones de CAMMESA, en promedio los precios estacionales cubren alrededor del 40% del costo de producción.

En enero de 2022, la SE instruyó al ENRE a incluir la discusión de los últimos precios estacionales en la audiencia pública del 17 de febrero de 2022 en relación a las tarifas de transporte y distribución. Luego de dicha audiencia, el 24 de febrero de 2022, la SE emitió su Resolución n° 105/22 que incluyó un aumento de los precios estacionales del WEM para determinados usuarios como las Administraciones Públicas, la demanda comercial y general, y los hogares, que se aplicaría de marzo a abril de 2022. Los aumentos pasaron del 34% al 50% para el WEM y del 10% al 20% para el WEMTF. También se aprobó un aumento de las tarifas de transporte.

El 7 de febrero de 2022 se publicó la Resolución N° 67/2022 por la cual se declara de interés público nacional la construcción del Gasoducto Néstor Kirchner como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural con punto de partida en las proximidades de Tratayén, provincia del Neuquén, hasta las proximidades de San Jerónimo, Provincia de Santa Fe. La primera

etapa que une Tratayén con Saliqueló (al Oeste de la provincia de Buenos Aires), se encuentra finalizada su construcción y en proceso de habilitación por tramos, mientras que la segunda etapa que va desde Saliqueló a San Jerónimo (provincia de Santa Fe), fue licitada en el mes de abril de 2023; se espera que hacia fines de 2023 se encuentre adjudicada y se inicie la construcción.

El 18 de abril de 2022, la SE emitió las Resoluciones N° 235/22 y 236/22 que convocaron a audiencia pública para abordar un esquema de segmentación tarifaria para 2022 y 2023 y para analizar el WEM estacional a partir del 1 de junio de 2022. La audiencia pública tendrá lugar los días 11 y 12 de mayo de 2022.

El 29 de abril de 2022, la SE emitió la Res. SE N° 305/22, que aprobó la programación estacional de invierno (mayo - octubre de 2022), y eliminó los subsidios a los GUDIs, mantuvo los mismos precios de referencia de capacidad y energía para usuarios generales y residenciales, mantuvo los mismos precios de referencia de transporte (Res. SE n° 105/22) y aprobó nuevos precios de referencia de capacidad y energía no subsidiados.

El 28 de mayo de 2022, la SE Res. N° 405/22 aumentó los precios estacionales de energía para usuarios generales y residenciales en 36,6% y 26,1%, respectivamente, aplicables a partir del 1 de junio de 2022. Los precios de referencia de capacidad no fueron aumentados.

El 29 de julio de 2022, la SE Res. No. 605/22 aprobó la reprogramación estacional trimestral, aumentando el precio de referencia de la capacidad estacional en un 23% y reduciendo el precio de referencia de la energía en un 1,8% para los GUDIs. También mantuvo los precios de referencia del transporte (SE Res. n° 105/22) y aumentó los precios de referencia de la potencia y la energía no subvencionadas en 40% y 21%, respectivamente.

El 30 de agosto de 2022, las Res. SE N° 627/22 y 629/22 aumentaron los precios de referencia de la energía para los GUDIs, que son instituciones públicas de salud y educación (39% a 44%) y para usuarios residenciales de altos ingresos (65,9% a 74,8%).

A partir del 1 de septiembre, estos precios se aplican a los usuarios residenciales de ingresos medios para su demanda superior a 400 kWh/mes o 550 kWh/mes (según la provincia).

El 31 de octubre de 2022, la SE Res. 719/22 aprobó la programación estacional de verano (noviembre 2022 - abril de 2023) que: (i) redujo los precios de referencia de capacidad y energía para los GUDIs en 1,42% y 19,6%, respectivamente; (ii) aumentó los precios de referencia de la energía para los GUDIs que son instituciones públicas de salud y educación (21,12% a 23,77%); (iii) aumento de los precios de referencia de la energía para la demanda general (no residencial) (22,56% a 25,37%); (iv) aumento de los precios de referencia de la energía para la demanda residencial de renta alta en 1,42% y 19,6%, respectivamente; (v) aumento de los precios de referencia de la energía para los usuarios residenciales de renta alta (32,42% a 35,37%); y (vi) redujo los precios de referencia no subvencionados de capacidad y energía en un 1,42% y un 19,16%, respectivamente. A partir del 1 de febrero de 2023 los precios de referencia de la energía de los GUDI aumentaron un 14%. La resolución también estableció un nuevo precio spot de 1.682 \$/MWh. Posteriormente, el 20 de abril de 2023 se emitió la SE Res 323/2023 por la que se estableció la Programación Estacional de Invierno durante el período mayo- octubre 2023.

Finalmente, el 2 de febrero de 2023, la SE Res. No. 54/23 aprobó la reprogramación estacional trimestral (febrero - abril de 2023), que estableció una nueva agrupación para los usuarios de distribución (por ejemplo, cuatro niveles para los usuarios residenciales, dos niveles para la demanda general, etc.) niveles para la demanda general, etc.). Los precios de referencia de potencia y energía para los GUDIs se incrementaron en un 73,12% y un 6,24%, respectivamente. Los precios de referencia de la energía para los usuarios residenciales (niveles 1 y 3) aumentaron entre un 28% y un 38%. Los precios de referencia del transporte se mantuvieron sin cambios y se aprobaron nuevos precios de referencia no subvencionados.

Fondo de estabilización

El fondo de estabilización, administrado por CAMMESA, fue creado para absorber la diferencia entre (i) el precio de compra de energía por parte de las empresas distribuidoras a precios estacionales y (ii) los pagos que se realizan a las empresas generadoras por sus ventas de energía en el mercado spot. Cuando el precio spot era menor al precio estacional, el fondo de estabilización se incrementaba, y cuando el precio spot era mayor al precio estacional, el fondo de estabilización disminuía. El saldo pendiente de este fondo en un momento dado reflejaba la acumulación de diferencias entre el precio estacional y el precio por hora de energía en el mercado spot. El fondo de estabilización debía mantener un monto mínimo para cubrir los pagos a las empresas generadoras en caso de que los precios del mercado spot durante el trimestre fueran mayores al precio estacional.

La facturación de todas las operaciones del MEM se realiza mensualmente a través de CAMMESA, que actúa como el agente de compensación de todas las compras realizadas entre los participantes del mercado. Los pagos son realizados

aproximadamente 40 días después de la finalización de cada mes. Sin embargo, debido al incumplimiento de otros agentes del MEM – principalmente los distribuidores – durante 2013, dicho período de pago se extendió en promedio a 90 días.

El fondo de estabilización se vio adversamente afectado como consecuencia de las modificaciones al precio spot y al precio estacional introducidas por las normas de emergencia, en virtud de las cuales los precios estacionales se fijaron por debajo de los precios spot, lo que dio como resultante un gran déficit en el fondo de estabilización. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo del fondo de estabilización fue de Ps. 229.981.164.648. Este déficit fue financiado por el Gobierno Argentino a través de préstamos a CAMMESA, los fondos FONINVEMEM, y a través de otros acuerdos específicos entre la SE y los generadores, pero estas acciones continúan siendo insuficientes para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional.

Mercado a Término

Las empresas generadoras pueden asimismo celebrar contratos en el Mercado a Término (“**MAT**”) para suministrar energía y capacidad a las empresas distribuidoras y a los GU. Los distribuidores pueden comprar energía a través de contratos en el MAT en lugar de comprar energía en el mercado spot. Los contratos a término suelen estipular un precio basado en el precio spot más un margen. Los precios en el MAT han sido en oportunidades inferiores a los precios estacionales que los distribuidores están obligados a pagar en el mercado spot. Sin embargo, como resultado de las normas de emergencia, los precios del MAT son actualmente más elevados que los precios estacionales, en particular con respecto a las tarifas residenciales, lo que hace poco atractivo para los distribuidores comprar energía a través de contratos del MAT, mientras los precios se mantengan en los niveles actuales.

El mercado a término fue suspendido en virtud de la Resolución SE N° 95/2013, excepto para el Plan de Energía Plus y los contratos de energía renovable. Para mayor información véase la sección “Información sobre la Emisora- Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora- El Sector Energético de Argentina”.

FONINVEMEM

En 2004, el Gobierno Argentino, con miras a incrementar la capacidad de generación térmica, creó un fondo denominado FONINVEMEM, que sería administrado por CAMMESA y sería destinado a inversiones en generación térmica. A fin de obtener capital para el FONINVEMEM, la Secretaría de Energía invitó a todos los participantes del MEM que tuvieran créditos que devenguen intereses contra CAMMESA, también conocidos como “LVFVD” (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir), originados entre enero de 2004 y diciembre de 2006, a aportar dichos créditos al FONINVEMEM. A cambio de ello, los generadores tenían derecho a participar en la construcción de dos nuevas centrales de generación de ciclo combinado de 800 MW, que sería financiada con los fondos del FONINVEMEM. Los generadores que optaron por participar en estos proyectos obtuvieron contratos de suministro de electricidad con compra mínima garantizada por un plazo de 10 años y una participación en el capital de las dos nuevas centrales de energía eléctrica. En 2007, el Gobierno Argentino modificó los términos del FONINVEMEM mediante la reducción de los aportes obligatorios por parte de los generadores al 50% de las utilidades o márgenes variables. El reintegro de estos aportes también se realizaría en 120 cuotas a tasa LIBOR más un margen del 1%. Sin embargo, los generadores ya no tendrían la posibilidad de capitalizar sus aportes. Asimismo, el 31 de mayo de 2007, la Secretaría de Energía les ofreció a los generadores la oportunidad de destinar los créditos aportados al FONINVEMEM en 2007 a nuevas inversiones en energía eléctrica, en la medida en que el monto de dichas inversiones como mínimo cuadruplicara el monto de los créditos y los proyectos cumplieran con determinadas condiciones.

Esquemas de remuneración para la generación de energía

Esquema Remunerativo para la Generación sin Contratos

Resolución (SEE) N° 19/17: Febrero 2017 – Febrero 2019

La Resolución (SEE) N° 19/17, emitida el 2 de febrero de 2017, establecía un esquema de remuneración para la capacidad vieja que aplicó desde el 1 de enero hasta el 28 de febrero de 2019. Luego fue enmendada por la Resolución (SRRYME) N° 1/19, con vigencia desde el 1 de marzo de 2019.

La Resolución (SEE) N° 19/17 establecía conceptos remunerativos por tecnología y escala, con precios en Dólares abonados en Pesos conforme al tipo de cambio del BCRA vigente al último día hábil del mes del vencimiento de la transacción, según los Procedimientos de CAMMESA.

Resolución (SRRYME) N° 1/19: Marzo 2019 – Febrero 2020

El 1 de marzo de 2019, se publicó la Resolución (SRRYME) N° 1/19, que derogó la Resolución (SEE) N° 19/17 e incorporó modificaciones al régimen de remuneración para los agentes autogeneradores, co-generadores y generadores del MEM que no estuvieran cubiertos por acuerdos que estipulan un sistema diferenciado de remuneración.

La Resolución (SRRYME) N° 1/19 estableció la obligación en cabeza de la Agencia a Cargo de Despacho ("OED") de convertir los valores denominados en US\$ en Pesos al tipo de cambio publicado por la Comunicación 'A' 3500 del Banco Central el día anterior al vencimiento de las transacciones económicas.

A partir de febrero 2020 y con la sanción de la Resolución SE 31/2020, la Res 440/2021 y la Res 238/2022 (cuyo desarrollo se encuentra más abajo) los precios de la energía se fijan en Pesos.

Res. SE N°31/20: Febrero 2020 - Esquema de Remuneración

El 27 de febrero del 2020 se publicó en el BO la Resolución (SE) N° 31/20, mediante la cual se modificaron ciertos aspectos del esquema remunerativo establecido en la Resolución (SRRYME) N° 1/19, efectiva a partir del 1 de febrero de 2020. La Resolución (SE) N° 31/20 trasladó todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$ 60/US\$, y estableció un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, que contemplaba una fórmula compuesta en un 60% por el IPC y un 40% por el Índice de Precios Internos al por Mayor (el "IPIM"). Sin embargo, el 8 de abril de 2020, a través de la Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación automática del mecanismo de ajuste citado.

Res. SE N°440/21: Mayo 2021- Actualización esquema de remuneración

El día 21 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución (SE) 440/2021 de la Secretaría de Energía, que determinó un nuevo esquema de remuneración para el MEM, modificando los valores de la Resolución SE N° 31/2020, en tanto se deroga el art. 2 de la Res. 31/20 y se sustituyen los Anexos II, III, IV y V de la Res. 31/2020 por los Anexos II, III, IV de la Resolución (SE) 440/2021. La Resolución (SE) 440/2021 establece un aumento de la remuneración en torno al 29%, retroactivo a febrero de 2021, para agentes generadores y cogeneradores del MEM, cuya potencia o energía no estuviese comprometida bajo un contrato de abastecimiento PPA; y se elimina el ajuste mensual previamente contemplado en la Resolución SE N° 31/2020.

Adicionalmente, con fecha 21 de mayo de 2021 y mediante la Nota B – 156035-1, CAMMESA solicitó a los Agentes Generadores el desistimiento por nota a cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso planteados contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA relacionados al Artículo 2° de la Res. 31/2020, así como la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA a futuro en relación con el tema en cuestión. En virtud de ello, con fecha 10 de junio de 2021 la Sociedad presentó la Nota correspondiente.

Res. SE N°238/22: Abril 2022 – Actualización esquema de remuneración

El día 21 de abril de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución (SE) 238/2022 de la Secretaría de Energía, que determinó un nuevo esquema de remuneración para el MEM, modificando los valores de la Resolución SE N° 440/2021, en tanto se sustituyen los Anexos I, II, III, IV y V de la Res. 440/2021 por los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución (SE) 238/2022. La Resolución (SE) 238/2022 establece un aumento del 30% de la remuneración de las transacciones económicas por la venta de energía por cada agente generador aplicándose de manera retroactiva a febrero de 2022. Asimismo, se estableció un 10% adicional a partir del mes de junio 2022.

Resolución SE N° 826/22: Diciembre 2022 - Revisión del régimen retributivo

El 12 de diciembre de 2022, se publicó en el Boletín Oficial. Dicha resolución actualiza los valores remunerativos de potencia y energía en aproximadamente un 20% a partir de la operación de septiembre de 2022, agregando un 10% adicional a partir de la operación de diciembre de 2022, un 25% adicional a partir de la operación de febrero de 2023 y un 28% adicional a partir de la operación de agosto de 2023.

Resolución SE N° 59/2023: Febrero de 2023 - Revisión del sistema de remuneración

El 5 de febrero de 2023, la SE emitió la Resolución N° 59/23, que estableció un régimen en virtud del cual los titulares de centrales de ciclo combinado podrán adherir y suscribir un Acuerdo de Disponibilidad y Mejora de Eficiencia ("Acuerdo de

Disponibilidad”) con CAMMESA. Con ello se pretende incentivar la realización de tareas de mantenimiento que signifiquen inversiones que excedan los valores remunerativos establecidos por la Resolución N° 826/22.

Todos aquellos Agentes Generadores interesados en la suscripción de un Acuerdo de Disponibilidad debían presentar a CAMMESA, en el plazo de hasta 90 días corridos de publicada la presente resolución, la correspondiente solicitud adjuntando la siguiente información:

El 24 de abril de 2023 Capex envió a CAMMESA la aceptación al Acuerdo de Disponibilidad, conforme a los términos y condiciones establecidos en el marco de la Resolución. El acuerdo por el compromiso de disponibilidad indicado se extiende de acuerdo con el Precio del Acuerdo de Disponibilidad a una tasa fija de US\$ 2.000/MW por mes, pagadero en su equivalente en Pesos.

El Acuerdo de Disponibilidad contempla un compromiso de disponibilidad del 85% de la capacidad neta por un plazo máximo de 5 años. En contraprestación por dicho compromiso de disponibilidad el generador percibirá USD 2000/MW-mes y la dolarización de los precios de la energía (USD 3,5/MWh para gas natural y USD 6,1/MWh para FO y GO). Para potencias medias disponibles menores al 55%, el precio a remunerar será el 30% del precio establecido correspondiente al mes de operación. Para valores intermedios se aplicará un coeficiente proporcional, según se detalla a continuación:

- i) Si $\%DISP \geq 85\%$: $PAD_{mes} = PAD$
- ii) Si $\%DISP \leq 50\%$: $PAD_{mes} = 0,3 \times PAD$
- iii) Si $50\% < \%DISP < 85\%$: $PAD_{mes} = PAD \times (0,3 + 2 \times (\%DISP - 50\%))$

La remuneración mensual se determina como producto de la potencia disponible mensual y el precio PAD del mes correspondiente. No se remunera la potencia en los períodos de mantenimiento programado estacional o acordado semanal. Sólo se remunera la potencia que está disponible para su despacho con el combustible óptimo de operación.

Mensualmente la energía generada será remunerada a U\$S/MWh 3,5 por mes, pagadero en su equivalente en pesos argentinos.

Se mantiene el esquema de remuneración establecido en la Resolución SE N° 826/2022 y sus continuadoras, dando plena conformidad a que, durante la vigencia de cada uno de los compromisos de disponibilidad de las máquinas comprometidas, resultará aplicable una reducción del 35% de la remuneración que debe percibir la central eléctrica por la energía DIGO en el marco de la Res. SE 826/22 en los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto, y del 15% en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre.

Asimismo, el agente generador acepta no recibir ningún concepto de remuneración por energía generada establecido en la Resolución SE N° 826/2022 y sus continuadoras.

La remuneración por energía operada y remuneración de horas de punta establecidas en la Resolución SE N° 826/2022 y sus modificatorias se considerará el costo no combustible vigente en dicha resolución. El detalle sobre el precio de potencia comprometida y el precio de la energía generada se encuentra descrito en los estados contables anuales de la Sociedad.

Remuneración Diferencial para Energía Convencional

Programa de Energía Plus – Resolución de la SE N° 1.281/06

En septiembre de 2006, la SE aprobó la Resolución N° 1.281/06 en la cual se establecen ciertas restricciones a la comercialización de energía eléctrica e implementa el Programa de Energía Plus, con el objetivo de incentivar el desarrollo de nueva oferta de generación. Estas medidas implican que:

- (i) Califican los generadores, cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la Resolución (SE) N° 1.281/06 no sean agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM;
- (ii) Dichas centrales deben contar con abastecimiento y transporte de combustible;
- (iii) La energía consumida por los Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 kW (“LU300”) por encima de la Demanda Base (consumo eléctrico del año 2005) califica para contratar Energía Plus en el MAT a un precio negociado entre las partes; y
- (iv) En el caso de los nuevos LU300 que ingresen al sistema, su Demanda Base es igual a cero.

En caso de que una central no pueda satisfacer su demanda de Energía Plus, debe comprar esa energía en el mercado spot al costo marginal operado. Por otro lado, la SE a través de la Nota N° 567/07 y sus modificatorias, estableció que los LU300 que no compren su Demanda Excedente en el MAT deben abonar el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente (CMIEE), y la diferencia entre el costo real y el CMIEE se acumule mensualmente en una cuenta individual por cada LU300 en el ámbito de CAMMESA. A partir del mes de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el CMIEE pasó a ser el máximo entre Ps.1.200/MWh y el sobrecosto transitorio de despacho. Adicionalmente, se estableció que transitoriamente no se registren movimientos en la cuenta individual de cada LU300 hasta nueva instrucción.

Los valores de los contratos de Energía Plus están mayormente denominados en US\$, por lo tanto, al expresarse en Ps. están expuestos al tipo de cambio nominal. Debido a la caída de demanda excedente producto de la recesión económica, existen LU300 que deciden no realizar contratos de Energía Plus, y los generadores deben vender su energía en el mercado spot con menores márgenes de rentabilidad. Adicionalmente, los contratos de Energía Plus se vieron afectados por el crecimiento de contratos de energía renovable MAT ER, por la energía excedente de los LU300.

Resolución (SEE) N° 287/17: Cogeneración y Cierres de Ciclos Combinados

En línea con las medidas para incrementar la oferta de generación de energía eléctrica, con fecha 10 de mayo de 2017 la SEE dictó la Resolución N° 287/17, mediante la cual se abrió la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Los proyectos adjudicados serían remunerados con contratos de abastecimiento de energía con una vigencia de 15 años. La remuneración estaría compuesta por el precio de la potencia disponible, más el costo variable no combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se remunerarían por la Resolución (SRRYME) N° 1/19.

En este marco, se presentaron 19 proyectos de cierre de CC por una potencia total de 1.884 MW y 21 proyectos de cogeneración por una potencia total de 2.713 MW.

En este marco, en septiembre de 2017, la SEE a través de la Resolución N° 820/17 adjudicó sólo tres proyectos de cogeneración por una potencia de 506 MW y en octubre de 2017, a través de la Resolución N° 926 /17 adjudicó proyectos por una potencia total de 1.304 MW.

Posteriormente, en virtud del crecimiento moderado de la demanda, el ingreso de generación renovable y demoras generalizadas en las obras, mediante la Resolución (SRRYME) N° 25/19 se requirió la ratificación de las fechas de habilitación comercial de los proyectos adjudicados. Asimismo, se propuso la opción de extender la fecha por hasta 180 días y estableció un esquema de penalidades por las demoras correspondientes.

Contratos de abastecimiento con CAMMESA

Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución (SE) N° 220/07

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE dictó la Resolución N° 220/07, mediante la cual faculta a CAMMESA a suscribir “Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM” con los Agentes Generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación es un contrato de demanda mayorista ejecutado con CAMMESA (“PPA”) a largo plazo, en US\$ y el precio a pagar por CAMMESA debe remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

2. Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Argentina

La especial naturaleza de la matriz energética argentina presenta grandes desafíos y oportunidades a mediano y largo plazo. A lo largo del año 2021, el 13 % de la demanda total de energía eléctrica fue abastecida a partir de fuentes renovables. Dicho porcentaje importó un aumento significativo, en comparación al año 2020 en el que las energías de fuente renovables representaron el 9,7% de la demanda del MEM.

La siguiente tabla muestra el crecimiento de la generación de fuentes renovables entre los años 2021 y 2022.

FUENTE DE ENERGÍA	ENE - DIC 2021	ENE - DIC 2022	Variación %
BIOMASA	750	769	2.5%
EOLICO	12 938	14 164	9.5%
HIDRO <= 50MW	1 175	1 060	-9.8%
SOLAR	2 196	2 928	33.4%
BIOGAS	378	418	10.6%
Total [GWh]	17 437	19 340	10.9%
Demanda MEM	133 877	138 755	
Renovables MEM/ Dem MEM	13.0%	13.9%	

Fuente: CAMMESA – Informe Mensual - Diciembre 2022

En los últimos años, la República Argentina ha incorporado a su agenda la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Ley de Energías Renovables

En el año 1998, la Ley N° 25.019 (reglamentada por el Decreto N° 1597/1999) aprobó el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, declarando de interés nacional a la energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio del país, y estableciendo una serie de beneficios fiscales para proyectos de generación que utilicen las referidas fuentes de energía.

Complementariamente, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reglamentadas hoy por el Decreto N° 531/2016 (en conjunto, la “Ley de Energías Renovables”), se declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. La Ley de Energías Renovables estableció un objetivo claro: lograr una contribución del 20% de las fuentes de energía renovables a la matriz eléctrica argentina al 31 de diciembre de 2025.

Este régimen especial, y los contratos de abastecimiento de energías renovables celebrados con CAMMESA, están excluidos del régimen general de remuneración establecido en la Resolución N° 95, sus modificatorias y la Resolución N° 31.

Asimismo, la Ley de Energías Renovables estableció un régimen de inversiones para nuevas obras de construcción destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con una vigencia de 10 años.

Los beneficiarios de este régimen podrán ser personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, aprobados por las autoridades competentes, con radicación en Argentina, cuya producción esté destinada al MEM y/o a la prestación de servicios públicos.

Las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.191 apuntan a establecer un marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables en el mercado argentino. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

- establece un objetivo a corto y largo plazo: la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables deberá alcanzar una participación del 8% en el consumo eléctrico del mercado para el 31 de diciembre de 2017. Este porcentaje debe incrementarse progresivamente y alcanzar una participación del 20% para el 31 de diciembre de 2025;
- aumenta el límite de potencia establecido para las centrales hidroeléctricas incluidas en el régimen de fomento de 30 MW a 50 MW;
- modifica y amplía los beneficios fiscales para los proyectos que reúnen los requisitos;
- crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”). El FODER es un fideicomiso público administrado por el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“BICE”), que, entre otras cosas garantiza los pagos de CAMMESA y el Estado Nacional a los Proyectos de generación de energía renovable adjudicados en el marco del Programa RenovAr. El Estado Nacional es el fiduciante, el BICE actúa como fiduciario. Las funciones principales del

FODER son otorgar préstamos, realizar aportes de capital, a garantizar el pago de energía mensual debido por CMMESA en su rol de *off-taker* en los contratos de abastecimiento (“PPA”) suscriptos en el marco del Programa Renovar, y, en caso de corresponder, pagar el precio de venta de los proyectos adjudicados en tal contexto;

- establece obligaciones para los grandes usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración o la suscripción de contratos de compraventa de energía a partir de fuentes renovables. Esta compra de energía podría realizarse directamente al generador, a través de un distribuidor que adquiere la demanda de energía de un generador, un comercializador o directamente de CMMESA.

La Ley de Energías Renovables define a las fuentes renovables de energía como aquellas fuentes de energía no fósiles, idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, incluida la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093).

Conforme se especifica en las reglamentaciones, el régimen establecido por la Ley N° 27.191:

- designa al ex ME&M (actualmente la SE) como la autoridad de aplicación de la ley; crea un régimen de fomento que se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciación de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último; y
- establece que, las metas establecidas en la ley, serán auditadas en forma anual a partir del 31 de diciembre de 2018, con una tolerancia del 10% por usuario por año para el alcance de los objetivos de consumo de energía establecidos en la ley. La diferencia hasta un 10% en cualquier año, debe compensarse en el año siguiente y se aplicará una sanción al monto que supere el 10%. Asimismo, en caso de incumplirse la obligación de compensación, se aplicará una sanción.

Resolución Secretaría de Energía 108/11

La Resolución SE N° 108/11 de fecha 29 de marzo de 2011 habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes de energía renovables, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de publicación de dicha resolución, fueran agentes del MEM, o no estuvieran habilitados comercialmente o interconectados.

Estaban habilitados a ser parte de las ofertas de generación, todos aquellos proyectos en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determinara. Los contratos de abastecimiento del MEM bajo esta resolución tienen las siguientes características:

- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses.
- Parte vendedora: el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la SE.
- Parte compradora: el MEM en su conjunto, representado por CMMESA.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendan celebrar contratos con el MEM deberán presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.
 - Duración ofertada del contrato de abastecimiento al MEM.
 - Período de vigencia de la oferta.

- La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período.
- La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables, así como los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
- La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

Se estableció que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada contrato de abastecimiento al MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido. Los referidos costos podrán ser revisados por la SE cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente contrato de abastecimiento al MEM.

A su vez, se estableció que, en tanto sea de aplicación la Resolución SE N° 406/03, las obligaciones derivadas del contrato tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del art. 4 de esa resolución. En caso de que se modifique el orden de prioridad a aplicar, la prioridad de cancelación no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Si bien la Resolución 108/11 se encuentra derogada en virtud de la Resolución 202 – E/2016, esta última norma estableció que se mantendrán en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución 108 conforme fueron establecidos oportunamente.

El Decreto N° 531/16 determinó que los proyectos bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 podían beneficiarse del régimen de fomento establecido en la Ley de Energías Renovables si (i) no hubiesen iniciado la construcción, (ii) hubiesen sido seleccionados por la autoridad de aplicación y (iii) el contrato suscripto hubiese finalizado. Si ya hubiesen iniciado las construcciones, podrán ser beneficiarios del régimen de fomento siempre que acepten las modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adatarlos a la Ley de Energías Renovables. La autoridad de aplicación establecerá un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y determinará el otorgamiento de los beneficios de fomento para cada proyecto.

En base a lo descripto anteriormente, el 29 de septiembre de 2016, el ex Ministerio de Energía dictó la Resolución N° 202 E/2016, mediante la cual, entre otras medidas:

- derogó las Resoluciones SE 712/2009 (salvo por una disposición modificatoria de los Procedimientos) y 108/2011.
- estableció que los contratos de abastecimiento suscriptos bajo las Resoluciones SE 712/2009 y 108/2011 en los que las centrales de generación hubieren obtenido la habilitación comercial a la fecha de publicación de la presente Resolución N° 202 –E/2016 se mantendrán en los términos contractuales establecidos oportunamente (aunque los beneficios fiscales pendientes se adaptarán a las nuevas reglamentaciones establecidas en dicha resolución).
- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con contratos suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009, respecto de los cuales no se hubieren suscripto las respectivas adendas, podrán acogerse a los beneficios establecidos en la Ley de Energías Renovables y suscribir nuevos contratos bajo este último régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).
- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009 o la Resolución SE N° 108/2011 –con respecto a los cuales (i) se hubiese producido una causal de rescisión automática y (ii) se hubiesen realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación en niveles suficientes para tener por cumplido el principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9 de la Ley N° 26.190 modificado por la Ley N° 27.191– podrán solicitar su incorporación al régimen establecido por la Ley de Energías Renovables a través de la suscripción de nuevos contratos de abastecimiento bajo ese régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).

Beneficios Fiscales otorgados por la Ley 26.190

El régimen anterior contemplaba la posibilidad de obtener la devolución anticipada de IVA correspondiente a los bienes nuevos amortizables – excepto automóviles - u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto, o alternativamente practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los mismos, no pudiendo acceder a los dos beneficios por un mismo proyecto:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura del proyecto: el IVA

facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura que les hubiera sido facturado, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan;

- Amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura a efectos del impuesto a las ganancias: los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad al ejercicio fiscal de habilitación del bien y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años contados a partir de la fecha de habilitación; y
- Los bienes afectados por la actividad promovida no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta establecido por la Ley N° 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la Ley de Energías Renovables. Este beneficio comprende los tres períodos fiscales cerrados, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos adicionales, de acuerdo con el Artículo 5 de la Ley N° 25.019. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a Ps. 0,015 por KW/h pagadera a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán Ps. 0,9 por KW/h. que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Beneficios Fiscales bajo el régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

Las Leyes de Energías Renovables, junto con el Decreto N° 531/2016 y las resoluciones del ex ME&M, establecen el Régimen de Fomento de Energías Renovables destinado a incentivar el uso de fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica, y que básicamente prevén los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto;
- Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los traslados de quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad;
- Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde el principio efectivo de ejecución de las obras del proyecto. Cabe destacar que este tributo quedó sin efecto a partir de los ejercicios fiscales que comenzaron después del 1 de enero 2019, en los términos de la Ley N° 27.260;
- Exención del impuesto de retención del 10% sobre dividendos distribuidos por empresas con derecho a acceder al régimen de promoción, en la medida en que esos dividendos se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura dentro del país. Cabe destacar que posteriormente se eliminó la aplicación del impuesto de retención del 10% sobre dividendos para todas las distribuciones de dividendos realizadas en los términos de la Ley N° 27.260 (publicada en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016). Mediante la sanción de la Reforma Tributaria se grava nuevamente la ganancia neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de los dividendos y utilidades distribuidas por las empresas que tributarán a la alícuota del 13% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1/01/2018 hasta el 31/12/2019 y del 7% para los ejercicios posteriores. En virtud de la sanción de la ley 27.541 (publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019) se suspendió la aplicación de la alícuota del 7% hasta los ejercicios que inicien a partir del 1 de enero de 2021 inclusive.
- Certificado de crédito fiscal que podrá ser utilizado para la cancelación de obligaciones fiscales emergentes de impuestos nacionales, por el equivalente a un determinado porcentaje del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluyendo obras civiles), en la medida en que el mencionado componente nacional alcance un determinado porcentaje. El certificado de crédito fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez. Esta cesión por única

vez del certificado de crédito fiscal estará supeditada a la inexistencia de una deuda liquidada y exigible con el fisco.

- Posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los costos adicionales derivados impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de “incremento fiscal”.

Se entenderá como incrementos fiscales cubiertos a los que resulten de:

- a) incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad existentes, por (i) ampliación de la base imponible, (ii) modificación de exenciones y/o desgravaciones y/o (iii) incremento de las alícuotas aplicables;
- b) creación de nuevos impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad. Queda excluido de lo dispuesto en la norma;
- c) la eliminación de la exención de los derechos aduaneros, como consecuencia del vencimiento del plazo de vigencia del beneficio (31 de diciembre de 2017);
- d) la creación de tributos específicos, cánones o regalías por parte de aquellas jurisdicciones que se hubiesen adherido al régimen luego del vencimiento del plazo válido para la exención de esos tributos (31 de diciembre de 2025). Esta exención no incluye los posibles cánones a pagar por el uso de terrenos fiscales donde se puedan emplazar los proyectos;
- e) la creación de tributos específicos, cánones o regalías, en cualquier momento, por parte de jurisdicciones que no se hubiesen adherido al régimen.

Los interesados en adherirse al Régimen de Promoción de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que se han beneficiado de dichos regímenes solo podrán acceder al Régimen de Promoción de Energías Renovables si las obras convenidas en virtud de los contratos relevantes no hubiesen comenzado a la fecha de presentación de la solicitud.

Adhesiones al régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

La Provincia de Chubut, jurisdicción en la que la Sociedad realiza generación eólica, sancionó la Ley XVII N° 134 en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia.

Contratos de Abastecimiento con ENARSA

La Resolución N° 712/2009, aprobó el modelo de contrato a ser celebrado entre el MEM (representado por CAMMESA) y ENARSA –ahora IEASA- para el abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables generada bajo los contratos adjudicados en la Licitación N° 1/2009 de ENARSA.

La Resolución N° 712/2009 también agregó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de Los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece los lineamientos para la generación a partir de fuentes renovables, excluyendo la energía hidroeléctrica y la eólica. El Anexo 40 establece los lineamientos para la generación de energía eólica.

Respecto de los contratos a ser adjudicados, antes de su celebración, ENARSA debía realizar ciertos esfuerzos con la ex SEE para obtener la aprobación para la oferta de generación disponible conforme a la cual pretendía celebrar cada contrato con CAMMESA.

Basado en el análisis de las propuestas recibidas, la ex SEE consideraría los méritos de contratar por la disponibilidad de generación y la energía asociada, instruiría a CAMMESA a celebrar un contrato con aquellas partes cuyas solicitadas hayan sido aceptadas, y enviaría el texto del contrato a ser celebrado con sus cláusulas específicas.

Las características principales de los contratos aprobados por la Resolución S.E. No. 712/2009 son las siguientes:

- (i) La energía abastecida debe ser generada por máquinas designadas en conformidad con los requerimientos de despacho

de CAMMESA, y debe ser adecuada a la capacidad del generador.

- (ii) Los contratos tendrán un plazo de vigencia de 15 años, que puede renovarse por un plazo máximo adicional de 18 meses.
- (iii) Cuando la electricidad sea generada a partir de fuentes renovables distintas de los biocombustibles (como sería el caso de la energía eólica y/o fotovoltaica), no se adeudará ningún pago por potencia. En dichos casos, la contraprestación consiste en la compensación adeudada a cambio de la energía eléctrica entregada, un cargo por gestión y el pago de una fracción de los gastos generales (cargos por transporte, gastos, tasas y otros conceptos específicamente predeterminados). El precio de la energía eléctrica suministrada permanece constante durante todo el plazo de vigencia de cada contrato específico.
- (iv) Asimismo, se estableció un fondo que garantiza hasta el 20% de las obligaciones de pago bajo los contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables. Dicho fondo es financiado por CAMMESA a través de un cargo adicional mensual de hasta el 10% de los cargos aplicables por la generación y energía asociada.

La Resolución N° 712/2009 estableció asimismo que, hasta tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago derivadas de los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables se beneficiarán de la prioridad establecida en el inc. e) del Artículo 4 de dicha resolución. Asimismo, estableció que en el caso de una modificación regulatoria en el orden de prelación mencionado, las obligaciones de pago bajo dichos Contratos MEM tendrán como mínimo el mismo nivel de prioridad reconocido a los costos operativos de las empresas de generación térmica. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables tenían, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

El 29 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó la Resolución N° 202 - E/2016 que derogó la Resolución No. 712/2009.

RenovAr (Ronda 1): Licitación de Proyectos para Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución N° 136/2016, el ex ME&M (i) instruyó a CAMMESA a llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 1)- para la admisión y posible adjudicación de ofertas para la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y (ii) aprobó el pliego de bases y condiciones.

Resumidamente, los PPA celebrados bajo este proceso tienen los siguientes términos y condiciones:

- Objeto: venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM.
- Vendedor: es el agente generador, co-generador o auto generador del MEM cuyo proyecto fue adjudicado a través de una sociedad vehículo para fines específicos;
- Comprador: CAMMESA, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (CAMMESA podrá ceder los PPA a los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, de acuerdo con las reglamentaciones a emitirse).
- Plazo del contrato de abastecimiento: Veinte (20) años desde la fecha de habilitación comercial.
- Términos del contrato de abastecimiento: Tipo y tecnología de la energía a suministrar; la energía total comprometida a entregar por año; capacidad de generación de cada unidad y la capacidad total instalada comprometida; la compensación que recibirá el vendedor y que se pagará la parte compradora por la electricidad suministrada, en base al precio cotizado en Dólares por megavatio por hora (US\$/MWh) (los pagos se realizarán en Pesos al tipo de cambio aplicable); los términos y condiciones de la garantía de cumplimiento a ser suministrada por la parte vendedora y el régimen de penalidades contractuales por incumplimiento;
- Prioridad de pago de los contratos de abastecimiento: serán los primeros en el orden de prelación, equivalente a la prioridad de pago bajo los PPA derivados de la Resolución N° 220/2007), cuya prioridad operará sin perjuicio de cualquier sistema de cobro exclusivo que se aplique en el futuro al monto pagado por la demanda correspondiente al PPA;
- Garantías FODER: los pagos de energía mensuales en virtud del contrato de abastecimiento son garantizados por el FODER, que cuenta con una única cuenta de reserva separada a 12 meses en respaldo de los pagos de facturas mensuales a los generadores. El FODER garantiza asimismo el pago del precio de la eventual opción de venta del proyecto, que puede ser ejercida por el vendedor en determinados supuestos;

- Garantía del Banco Mundial: Opcional. Garantiza el pago del precio de la opción de venta ejercida por el generador en que caso de ocurra alguno de los supuestos que prevé el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER. Este Acuerdo fue firmado por cada generador adjudicado en el Programa RenovAr.
- Opción de Compra: el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER prevé que el Gobierno Argentino tiene la facultad de ejercer la opción de compra de la Central de Generación en caso de que ocurran ciertos incumplimientos por parte del vendedor;
- Las operaciones de la planta de energía en el MEM se rigen por el marco regulatorio compuesto por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, y en particular por los Procedimientos.

Asimismo, los contratos de abastecimiento prevén un esquema de cumplimiento escalonado de determinados hitos de avance de obras. De este modo, el vendedor cuenta con un plazo determinado para alcanzar los siguientes hitos: (i) la fecha de cierre financiero, (ii) la fecha de comienzo de construcción, (iii) la fecha de llegada de equipos y (iv) la fecha de habilitación comercial.

En el caso de que el vendedor incurriera en un atraso mayor a 60 días en alcanzar los hitos (i), (ii) y (iii), este tendrá la obligación de incrementar el monto de la garantía de cumplimiento del contrato en un monto equivalente al 20% del monto de la garantía de cumplimiento del contrato vigente en ese momento.

En el caso de que el vendedor incurriera en un retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial, el comprador (CAMMESA) tendrá derecho de aplicar una multa de US\$ 1.388 por cada MW de potencia contratada, por cada día de retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial. Si la habilitación comercial no ocurre dentro de los 180 días de la fecha de habilitación comercial, el comprador tendrá la facultad de rescindir unilateralmente el contrato.

Respecto de las multas, el ex ME&M emitió la Resolución N° 285/2018 ("Resolución N° 285"), publicada en el Boletín Oficial el 11 de octubre de 2018. Esta resolución estableció, entre otras cuestiones, lo siguiente:

- El monto de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial prevista en los contratos de abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.
- Dentro de los 10 días hábiles de publicada la Resolución 285 o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el vendedor que resulte sancionado podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA- para que el descuento de las multas por dicho incumplimiento se realice a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, hasta en 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una tasa efectiva anual equivalente a 1,7% nominada en Dólares.
- Ante el incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, luego de considerar cualquier extensión de esta de conformidad con la cláusula 7.2 del contrato de abastecimiento (hasta 180 días de la fecha de habilitación comercial), se otorgará un plazo adicional de 180 días corridos para alcanzar la fecha de habilitación comercial, bajo apercibimiento de rescindir el contrato, si el vendedor: (i) acreditara haber alcanzado un avance de obra de al menos el 70%, en la oportunidad y con las condiciones que establezca la Subsecretaría de Energías Renovables, (ii) hubiere incrementado la garantía de cumplimiento del contrato en caso de haber incumplido hitos de avance de obras anteriores a la habilitación comercial, (iii) incrementara el monto de la garantía de cumplimiento del contrato con una antelación mínima de 10 días hábiles de la fecha de finalización del plazo de 180 días previsto en las cláusula 7.2 del contrato antes mencionada, en un monto equivalente al 30% del monto original de la garantía de cumplimiento de contrato. A los efectos de cumplir con este requisito, el Vendedor deberá sustituir la garantía de cumplimiento de contrato vigente en ese momento –es decir, incluyendo los montos resultantes de los incrementos que puedan haberse realizado por incumplir con hitos anteriores– por una nueva que incluya el monto de aquélla más el incremento del 30%. La nueva garantía de cumplimiento de contrato constituida deberá tener una vigencia de, por lo menos, 1 año.
- De no alcanzarse la fecha de habilitación comercial en el plazo adicional de 180 días que otorga la Resolución N° 285, se rescindiré el contrato y se ejecutará la garantía de cumplimiento de contrato constituida conforme con lo previsto en la referida Resolución.

La multa diaria prevista en los contratos de abastecimiento en caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial (US\$ 1.388 por cada MW de potencia contratada), se aplicará hasta la finalización del plazo de 180 días de extensión que prevé la cláusula 7.2 del contrato. Seguidamente, durante el transcurso del plazo de 180 días adicionales previsto en la Resolución 285, y hasta la fecha de habilitación comercial efectiva, se aplicará una multa diaria por cada MW de potencia contratada, equivalente a la multa diaria reducida en el porcentaje de avance de obra acreditado de conformidad con los parámetros establecidos por la Resolución 285.

En forma complementaria, mediante la Resolución N° 72/16 (posteriormente modificada por la Resolución N° 414/19 emitida por la Secretaría de Gobierno de Energía), el ex ME&M estableció el procedimiento para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento establecido en las Ley de Energías Renovables. Este procedimiento se aplicará a los titulares de proyectos desarrollados bajo contratos individuales o en el marco de las licitaciones del Programa RenovAr, proyectos de cogeneración y autogeneración, que así lo soliciten.

Los titulares de proyectos de inversión y/o licenciatarios adjudicados en el marco de la licitación obtuvieron el Certificado de Inclusión y los beneficios promocionales solicitados en su oferta, en forma total o parcial, según el caso.

A tal fin, la aplicación de los beneficios y la cuantificación es realizada en cada caso bajo los procesos de licitación en los que participe la parte interesada, y aplicando los mismos criterios establecidos en el procedimiento aprobado por la Resolución N° 72/2016, de conformidad con los términos y condiciones pertinentes y otra documentación del procedimiento respectivo.

El 5 de septiembre de 2016, se presentaron 123 ofertas. Mediante la Resolución N° 213/2016, el Ministro de Energía y Minería adjudicó la celebración de veintinueve contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, distribuidos de la siguiente forma: 12 contratos de energía eólica por un total de 708 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 59/MWh, cuatro proyectos solares por 400 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 60/MWh; cinco pequeños proyectos hidroeléctricos por un total de 11 MW, todos a un precio de US\$105/MWh; seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 9 MW, con un precio promedio ponderado de US\$154/MWh; y dos proyectos de biomasa, para una capacidad total instalada de aproximadamente 15 MW, ambos a un precio de US\$ 110/MWh.

RenovAr (Ronda 1.5): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución N° 252-E/2016, dictada el 28 de octubre de 2016 (la “Resolución N° 252”) el ex ME&M llamó a una licitación nacional e internacional – Programa–RenovAr (ronda 1.5) para la calificación y posible adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Esta licitación estaba destinada a aquellos oferentes de tecnología eólica y solar fotovoltaica que participaron de la Ronda 1 del Programa RenovAr, y que, independientemente de que hayan calificado o no previamente, estuvieran en condiciones de presentarse y mejorar los precios ofrecidos. La Resolución N° 252 también aprobó los pliegos licitatorios, los precios máximos de los contratos de abastecimiento y un tope a los beneficios impositivos.

Las ofertas de la Ronda 1.5 fueron presentadas el 11 de noviembre de 2016.

Mediante Resolución N° 281-E/2016, el ex ME&M adjudicó la celebración de treinta contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, para una capacidad total de 1281,5 MW, de la siguiente forma: 10 contratos de energía eólica para una capacidad total de 765,4 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 53,34/MWh, un precio mínimo de US\$ 46 / MWh y un precio máximo de US\$ 59,4/MWh; y 20 contratos de energía solar para una capacidad agregada de 516.2 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 54.94/MWh, un precio mínimo de US\$ 48,00 / MWh y un precio máximo de US\$ 59,20/MWh.

RenovAr (Ronda 2): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución N° E-275/2017 emitida el 16 de agosto de 2017, el ex ME&M le instruyó a CMMESA llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 2) - para la admisión y posible adjudicación de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeñas plantas hidroeléctricas. En la misma oportunidad, el ex ME&M también aprobó el pliego de bases y condiciones.

En esa edición de RenovAr se adjudicó un total de 1.200 MW. Los proyectos que calificaban eran los proyectos de (i) nuevas centrales de energía eléctrica; o (ii) de ampliación o repotenciación de centrales de energía eléctrica (iii) llevada a cabo con equipos nuevos o usados y con tecnologías comprobadas. Se permitió la presentación de proyectos de cogeneración o autogeneración.

RenovAr (Ronda 3): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable

El día 15 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 100/2018 SGE mediante la cual se dio inicio al proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3 con el objeto de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CAMMESA. El objetivo de RenoVar (Ronda 3) era sumar 400 MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución. Mediante la Disposición 91/2019 de fecha 2 de septiembre de 2019, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética adjudicó 38 nuevos proyectos de energías renovables por 259 MW en 12 provincias argentinas. Sumado a ello, invitó a otros 12 proyectos extra -por 62,75 MW- que no resultaron adjudicados a celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable por el precio mínimo adjudicado según la tecnología.

En todos los proyectos de las rondas RenovAr, todas y cada una de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de la potencia instalada en todo el territorio nacional, incluyendo la resultante de cualquier otro proyecto contabilizado para alcanzar las metas de potencia renovable del WEM establecidas en la Ley N° 27.191, serán reconocidas por el Gobierno Argentino para el cumplimiento de la meta de contribución bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y el Acuerdo de París.

Durante el año 2021 se introdujeron varios cambios al régimen RenovAr mediante la Resolución SE N° 742/21 que modificó el régimen de penalidades. En virtud de dichas modificaciones las penalidades por incumplimiento de los compromisos de suministro podrán ser canceladas en cuotas.

Adicionalmente, se otorgó un plazo extra a los proyectos que experimentaron un retraso en la entrada en operaciones comerciales. Dependiendo del plazo otorgado al proyecto, el plazo del PPA con CAMMESA y las penalidades a pagar durante dicho plazo extra varían.

Por otra parte, con el fin de aumentar la capacidad de transporte, la Resolución SE N° 1260/21 aprobó un régimen que permitía a a los titulares de los proyectos que no cumplieron con la fecha comprometida de entrada en operación comercial rescindir sus compromisos con CAMMESA mediante el pago de una penalidad (equivalente a 17.500 US\$/MW para proyectos eólicos y US\$/MW para proyectos eólicos y solares y 12.500 US\$/MW para otras tecnologías) y el cumplimiento de otras condiciones.

Alternativamente, los titulares de dichos proyectos podrían: (i) solicitar una prórroga de la fecha comprometida de entrada en (i) solicitar una prórroga de la fecha comprometida para la entrada en funcionamiento comercial, en cuyo caso se reduciría el plazo y el precio del CCE correspondiente; o capacidad del proyecto (los proyectos RenovAr 3 no pueden acogerse a esta opción).

En cada caso, el propietario del proyecto deberá presentar una renuncia a presentar todas y cada una de las reclamaciones contra la SE, CAMMESA, etc. por daños y perjuicios derivados de la alternativa elegida.

El 20 de marzo de 2023, la Resolución SE N° 165/2023 ("Resolución 165") modificó el artículo 1° de la Resolución SE N° 285/2018 (previamente modificada por la Resolución SE N° 742/2021), en relación con el pago mensual aplicable tope de penalidades previsto en los contratos de compraventa de energía de fuentes renovables celebrados en el marco del Programa RenovAr Programa Rondas 1, 1,5, 2 y 3 y la Resolución N° 202/2016.

El 25 de abril de 2023, la Resolución SE N° 284/2023 estableció un nuevo régimen que permite a los proyectos RenovAr Rondas 2 y 3 con demoras, rescindir el PPA celebrado con CAMMESA previo pago de una tasa de rescisión equivalente a US\$ 35.000/MW y una renuncia (i) a cualquier reclamo contra el Gobierno Federal, la SE y CAMMESA y (ii) de cualquier beneficio fiscal obtenido pero no aplicado al proyecto.

Energías Renovables: Régimen del Mercado a Término (MATER) - Resolución N° 281

Como se explicó anteriormente, en la medida que la Ley N° 27.191 excluye la generación de energía a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos del mercado a término, el ex ME&M emitió la Resolución 281 (modificada por la Resolución N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía) que reglamenta el Mercado a Término de Energías Renovables (“MATER”), en el que Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Comercializadores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, pactando sus condiciones esenciales en un marco de autonomía y libertad contractual, en particular en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

En este contexto, estableció las condiciones de cumplimiento de las metas de consumo de energía renovable previstas en la Ley N° 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de los distribuidores del MEM), en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) medios, a través de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531/2016, modificatorios y complementarios.

Esta Resolución fue resultado de un proceso de audiencias públicas y buscó promover e incentivar la participación dinámica en el mercado a término, así como el incremento de los acuerdos privados entre los agentes y participantes del MEM. De esta manera, la Resolución N° 281 permitió que los grandes usuarios cumplieran con sus cuotas de consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de: (i) el sistema de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA, (ii) contrataciones individuales en el MATER con generadores o comercializadores (i.e. contratos de abastecimiento de energía entre privados), o (iii) el desarrollo de proyectos de autogeneración o cogeneración.

Como principio general, la Resolución N° 281 estableció que las condiciones de los contratos de abastecimiento privados celebrados en el MATER pueden ser pactadas libremente entre las partes en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales. A tal fin, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la energía eléctrica a los grandes usuarios (“Proyectos Habilitados”) deben cumplir con los siguientes requisitos: a) ser habilitados comercialmente de conformidad con Los Procedimientos de CAMMESA, con posterioridad al 1° de enero de 2017; b) estar inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (“RENPER”); c) no ser proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, por la potencia ya contratada.

Asimismo, los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los Proyectos Habilitados podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016, conforme se explicará en los acápite siguientes.

En este contexto, los Proyectos Habilitados están facultados para:

- (i) Vender, mediante contratos del mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM.
- (ii) Adquirir, mediante contratos del mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos habilitados o comercializadores, la energía que estos produzcan o comercialicen, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM
- (iii) Vender, mediante contratos del mercado a término, a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables la energía eléctrica producida, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM
- (iv) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio. Tales excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del Proyecto Habilitado.
- (v) Actuar en el mercado spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N° 19 de fecha 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro (la Resolución N° 1, y actualmente, la Resolución N° 238/2022).

Adicionalmente, siguiendo con la prioridad de despacho establecida en el artículo 18 de la Ley N° 27.191, la Resolución N° 281 previó un régimen de prioridad aplicable a los generadores de energía de fuente renovable en casos de congestión asociados a limitaciones en la capacidad de transporte disponible. Así, estableció que la generación de las centrales que se enumeran a

continuación poseerá igual prioridad de despacho y tendrán mayor prioridad de despacho frente a la generación renovable que opere bajo el régimen de la Resolución N° 281, pero que no haya solicitado la prioridad conforme el artículo 7 de su anexo.

Así, las siguientes centrales de generación serán despachadas *pari passu*:

- Centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1 de enero de 2017;
- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones SEE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1 de enero de 2017;
- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CMMESA a través del sistema de compras conjuntas;
- Centrales que suministren su energía en cumplimiento de los contratos de abastecimiento celebrados por CMMESA en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 202/2016 del ex ME&M;
- Centrales que operen bajo el MATER, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que hubieren obtenido la asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6 a 12 del Anexo de dicha resolución.

En términos generales, la Resolución N° 281 prevé además (i) la creación del RENPER, (ii) la reducción de los cargos de reserva y capacidad a los grandes usuarios, (iii) un proceso de verificación para determinar el cumplimiento de las metas de consumo, (iv) penalidades y (v) procedimiento de sanciones.

Ley XVII N° 95 – Beneficios impositivos energías renovables

Con fecha 19 de octubre de 2015, el Titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia de Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED, en el marco de la Ley XVII N° 95, los beneficios previstos en el artículo 7° apartado B inciso 3, eximiendo en el 100% el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos durante los primeros cinco (5) años a partir de su otorgamiento y por el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo inclusive. Bajo el mismo marco legal y de acuerdo con lo previsto en el artículo 8°, otorgó “estabilidad fiscal” en el ámbito provincial por un plazo de 15 años, entendiendo por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

Por su parte, EG WIND ha obtenido beneficios impositivos (a) Nacionales, tales como: i) la compensación de los quebrantos del impuesto a las ganancias en 10 años, ii) devolución anticipada del impuesto al valor agregado, iii) amortización acelerada en el impuesto a las ganancias; y (b) Provinciales, tales como: i) eximición del impuesto de sellos, ii) eximición del pago del impuesto a los ingresos brutos del 100% para los primeros 5 años y del 50% para los 5 años siguientes.

Resolución 488/2017 – Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable

Con fecha 19 de diciembre de 2017, mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en las Resoluciones N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de ese Ministerio, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada tecnología en cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente.

Resolución 230/2019 - Ministerio de Hacienda – Secretaría de Gobierno de Energía

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Res 230/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Res 281/17 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto

Recientemente, con fecha 16 de junio de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 551/2021 de la SE (en adelante “Resolución 551/21”), la cual introdujo importantes cambios al régimen del MATER. La Resolución 551/21 reemplaza los artículos 10, 11, 11 bis y deroga el artículo 12 del Anexo de la Resolución N°281 del ME&M y reemplaza el artículo 13 de la Resolución N°230/2019 de la SGE.

Conforme al nuevo artículo 10 de la Resolución 281/21 modificado por la Resolución 551/21, el OED asignará la prioridad los proyectos que se vinculen con puntos de interconexión con cierta capacidad de transmisión y de transformación. La prioridad será efectiva en la medida que la central relacionada obtenga la habilitación comercial en el plazo máximo de 24 meses desde

la fecha de la comunicación de la asignación de prioridad o bien dentro del plazo de habilitación comercial declarado, según fuera el caso.

A los titulares de los proyectos a los que corresponde asignar la prioridad se les otorgará un plazo de 14 días hábiles desde la fecha en la que se les hubiera comunicado la asignación de dicha prioridad para abonar una suma en Pesos equivalente a 500 Dólares por megavatio de potencia asignado en concepto de reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación. Efectivizado el pago en el plazo indicado, quedará otorgada la asignación de prioridad de despacho. Si el pago trimestral no se realiza se desestimará la solicitud perdiéndose la prioridad de despacho asignada. Asimismo, no se podrá volver a presentar la solicitud de prioridad de despacho por el mismo proyecto por los próximos 4 trimestres.

Asimismo, el artículo 11 de la Resolución 281/21 modificado por la Resolución 551/21 establece que, asignada la prioridad de despacho, los titulares de los proyectos deberán realizar pagos para mantener la prioridad de despacho.

Sumado a lo anterior, es importante destacar que el plazo máximo de 24 meses o el plazo de habilitación comercial podrá ser prorrogado por OED sujeto a alguna de las siguientes condiciones: (i) prórroga por un plazo de hasta 180 días corridos acreditando avance de obra. El titular del proyecto deberá acreditar que el proyecto alcanzó al menos un avance de obra del 60%; (ii) prórroga por un plazo de hasta 180 días corridos, abonando al OED la cantidad de Pesos equivalente a Dólares 500 por megavatio de potencia asignado con prioridad de despacho por cada 30 días corridos de prórroga solicitado. Siendo importante destacar que esta prórroga excluye la prevista en el punto (i) anterior; y (iii) prórroga por un plazo de hasta 360 días corridos adicionales a los precedentes abonando al OED la cantidad de Pesos equivalente a Dólares 1.500 por megavatio de potencia asignado con prioridad por cada 30 días corridos de prórroga solicitado. Vencido este plazo máximo, los proyectos perderán la prioridad de despacho asignada, sin derecho a reclamo al OED por los pagos realizados. Es necesario destacar que si no se efectúan los pagos en los plazos establecidos, se considerará que el proyecto ha desistido de la prioridad de despacho asignada y la perderá de forma automática. Asimismo, el titular del proyecto que no realice los pagos correspondientes en los plazos previstos no podrá reiterar la solicitud de prioridad de despacho por el mismo proyecto por los próximos 4 trimestres. Por otra parte, la nueva redacción del artículo 11 bis de la Resolución 281/21 modificado por la Resolución 551/21 establece que, a los efectos de acreditar el 60% de avance de obra, se considerarán erogaciones de fondos asociadas al proyecto en relación con el valor de referencia de las inversiones de la tecnología correspondiente. Asimismo, se considerará cumplido el porcentaje aludido si el titular del proyecto acredita al OED alguno de los siguientes documentos: (i) orden de compra de los equipos electromecánicos que integran la central de generación y el comprobante de pago de al menos el 15% del monto total de dicha orden, en concepto de anticipo; (ii) orden o contrato suscrito con la empresa encargada de la construcción de la central, y el comprobante de pago de al menos el 15% del monto total de la orden o contrato, según corresponda, en concepto de anticipo; y (iii) declaración jurada suscripta por el representante legal indicando que se han iniciado los trabajos de obra civil en sitio, antes de los 30 días corridos previos al vencimiento del plazo original del proyecto.

Por último, la Resolución 551/21 instruye al OED a invitar, por un plazo de 60 días corridos, a los proyectos que, a la fecha de la publicación de la Resolución 551/21, cuenten con prioridad de despacho asignada a optar por adaptarse a lo reglado por esta resolución, bajo las siguientes condiciones: Modificación del MATER

En tal sentido, la Resolución N° 1260/2021 publicada el 29 de diciembre de 2021 estableció que los proyectos adjudicados con prioridad de despacho asignada bajo cualquier régimen regulatorio (Rondas 1, 1. 5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que estuvieran habilitados para solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de Energías Renovables, de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 202/2016), y que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento.

Con fecha 20 de enero de 2022, se publicó la Resolución SE N° 14/2022, que introduce cambios en el MATER respecto de cómo se designa la Prioridad de Despacho. La misma será asignada a quien declare el mayor Factor de Mayoría.

Resolución N° 330/2022 - Ministerio de Economía - Secretaría de Gobierno de Energía

Con fecha 9 de mayo de 2022 se publicó la Resolución SE N° 330/2022 por la cual se convoca a la presentación de Manifestaciones de Interés (MOI) para desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar energía proveniente de fuentes renovables y/o instalaciones de almacenamiento de energía en el MEM.

Resolución N° 370/2022 - Ministerio de Economía - Secretaría de Gobierno de Energía

El 13 de mayo de 2022 se dictó la Resolución N° 370/2022 que habilita los contratos entre Generadores y Distribuidores en el MATER. La resolución habilita a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a

suscribir contratos de suministro de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como gran demanda con consumos mayores o iguales a 300 KW (GUDIs).

Resolución N° 36/2023 - Ministerio de Economía - Secretaría de Gobierno de Energía

Con fecha 2 de febrero de 2023 se publicó la Resolución N° 36/2023 establece la convocatoria abierta nacional e internacional denominada "RenMDI", cuyo objeto es la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. Esta entidad actuará en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta tanto sean reasignados a los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM.

La convocatoria tiene una Capacidad Requerida total de 620 MW, que se distribuirá por Partida, Tecnología, Región y Provincia de la siguiente manera:

- (a) Ronda 1 “Generación Renovable para sustituir Generación Forzada” para las Tecnologías Biomasa, Eólica con Almacenamiento, Solar Fotovoltaica y Solar Fotovoltaica con Almacenamiento: La Potencia Requerida Máxima Renglón 1 es de 500 MW con los siguientes topes máximos aplicables por Región:

Región	Provincias	Potencia Máxima (MW)
Región 1	Buenos Aires (BAS)	100
Región 2	Formosa / Misiones / Chaco, Corrientes (NEA)	240
Región 3	Santa Fe / Entre Ríos (LT)	40
Región 4	Córdoba /San Luis /San Juan/ Mendoza (CEN/CUY)	30
Región 5	Catamarca / La Rioja / Santiago del Estero / Salta / Jujuy / Tucumán (NOA)	140
Región 6	La Pampa / Río Negro / Neuquén (COM)	20

- (b) Ronda 2 “Generación Renovable para Diversificar la Matriz” para las Tecnologías de Biogás, Biogás de Relleno Sanitario, Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y Biomasa. Cabe destacar que los topes máximos de potencia por región aplicarán únicamente a aquellos proyectos que se presenten bajo el Reglón 1, mientras que en el caso de los proyectos presentados bajo el Reglón 2 se considerarán todas las regiones del país.

La potencia requerida máxima del renglón 2 es de 120 MW con los siguientes máximos por tecnología:

Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH	Biomasa
30 MW	20 MW	30 MW	40 MW

Independientemente de las potencias indicadas, el número máximo de proyectos a asignar por cada tecnología será de siete (7). En caso de existir proyectos no adjudicados con precios ofertados inferiores al noventa por ciento (90%) de los precios máximos correspondientes a cada tecnología, el número máximo de proyectos adjudicados podrá incrementarse hasta diez (10) sólo si la autoridad de aplicación así lo requiere.

Resolución N° 360/2023 - Ministerio de Economía - Secretaría de Gobierno de Energía

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución SE N° 360/2023 que introduce modificaciones al régimen del Mercado de Futuros de Energías Renovables (MATER) (Resolución SE N° 2981/17 –Resolución SE N° 230/19 - Disposición N° 1/18). Los principales cambios son los siguientes:

- I. Contratos GENREN: Los generadores con contratos de suministro bajo el Decreto N° 562/2009 Programa GENREN ahora pueden vender su energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente una vez vencidos sus contratos. Deben cumplir los requisitos previstos en la Resolución N° 281 y pagar, durante dos años, una trimestral por un ingreso al MATER de US\$/MW 500 de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.
- II. Nuevas alternativas de asignación de prioridad de despacho: Se introducen nuevas opciones para la asignación de prioridad. Se incorpora la posibilidad de solicitar “Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” (art. 5 bis, Anexo I, Resolución N° 281) Esto incluye proyectos con acuerdos de generación renovable incremental para satisfacer futuras grandes demandas de energía, y proyectos que acometen obras de expansión a su propio coste. Se considerará como “Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW. La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud. CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

Se incorpora la figura de la “Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER” (art. 6 ter, Anexo I, Resolución N° 281). La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de “Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A”. El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones. Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se registrarán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes. Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia (art. 9).

- III. Incumplimiento del mantenimiento de prioridades: El incumplimiento de los plazos de inscripción o de las obligaciones de pago da lugar a la imposibilidad de volver a solicitar el despacho prioritario por los cuatro trimestres siguientes. Además, los proyectos que no alcancen la plena comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, pierden la prioridad de expedición para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (art. 9 bis, Anexo I, Resolución 281).
- IV. Prórrogas para Habilitación Comercial: CAMMESA, bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución 281), podrá prorrogar el plazo máximo de 24 meses, o bien, el plazo para la habilitación comercial en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022 por hasta un máximo de 720 días corridos, estableciendo los montos a abonar a efectos de garantizar la Prioridad de Despacho.
- V. Asignación de Fondos: Lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos efectuados por los generadores en concepto de reservas prioritarias, prórrogas, relocalizaciones, y adhesiones MATER son dirigidos a una cuenta separada para la expansión del sistema de transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (art. 13, Resolución N° 230/2019).
- VI. Habilitación parcial de proyectos: Los proyectos con prioridad de despacho que logren una habilitación comercial parcial respecto del total de la potencia asignada con prioridad se cobran por reserva de la prioridad de despacho solo por la parte no habilitada al inicio del período correspondiente a la obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada

habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho. (art. 20, Disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).

- VII. Instrucciones Adicionales: Se instruye a CAMMESA a publicar anualmente un listado del estado de los generadores que utilicen energías renovables a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho. Asimismo, se le encomienda la realización de las acciones necesarias para la implementación de la Resolución, mientras que la Subsecretaría de Energía Eléctrica podrá dictar normas complementarias que se requieran para la instrumentación de la Resolución.

Estas modificaciones apuntan a facilitar la comercialización de energía renovable asignación de prioridad de despacho, asegurar el cumplimiento y asignar fondos para la expansión de la infraestructura.

Instrucciones emitidas por la SE en el marco de la pandemia de Covid-19.

El 10 de junio de 2020, el Secretario de Energía emitió la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP, mediante la cual instruyó a CAMMESA la suspensión del cómputo de plazos respecto de la ejecución de los contratos del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5, 2 y 3, con fundamento en la emergencia sanitaria declarada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, el contexto de pandemia mundial de Covid-19 y el aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297/2020, desde el 19 de marzo de 2020 hasta 12 de septiembre de 2020, inclusive (el “Período de Suspensión”).

El Período de Suspensión resultaba aplicable al cómputo de plazos de las obligaciones emergentes de los PPA y alcanzaba a los titulares de proyectos que suscribieron PPAs a partir de fuentes renovables y los contratos celebrados en el marco de las Resoluciones N° 202/2016 y 281/2017 del ex ME&M, y la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, cuyos proyectos no se encontraban habilitados comercialmente al momento del inicio del Período de Suspensión.

Posteriormente, con fecha 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la nota NO-2020- 60366379-APN-SSEE#MEC, mediante la cual instruyó una prórroga el Período de Suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020 inclusive, para aquellos proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente a partir del 12 de marzo, inclusive. Sin perjuicio de ello, para beneficiarse de la referida prórroga, cada generador debía presentar una nota a CAMMESA efectuando la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA en relación con las demoras en cada uno de los proyectos del que sea titular y en razón de la emergencia sanitaria.

Finalmente, en fecha 18 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC, mediante la cual se prorrogó el Período de Suspensión por un plazo de cuarenta y cinco (45) días corridos contados desde el 16 de noviembre de 2020, aplicable únicamente a los proyectos dieron estricto cumplimiento con lo dispuesto en la Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC.

Instrucciones emitidas por la SE en el marco de las restricciones cambiarias

El 4 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía de la Nación, mediante Nota NO-2021-19390103-APN-SE#MEC, dispuso el otorgamiento de una prórroga por un plazo de hasta 88 días corridos en la fecha acordada en los PPAs para la habilitación comercial, de aquellos proyectos que puedan acreditar demoras como consecuencia de las restricciones cambiarias resueltas mediante el DNU N° 609/2019 y la Comunicación “A” 6770 del Banco Central de la República Argentina. El otorgamiento de la prórroga se encuentra condicionado a que los titulares de los proyectos renuncien a formular reclamos vinculados con las restricciones cambiarias.

El 27 de mayo de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, que establece las condiciones del nuevo Régimen de Acceso de Divisas a la Producción Incremental de Hidrocarburos Producción Incremental de Hidrocarburos para promover las inversiones en el sector.

Decreto 484/2022 - Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos.

El 16 de agosto de 2022 se dictó el Decreto 484/2022 reglamentario del Decreto 277/2022. Esta norma indica que los beneficiarios del Régimen de Acceso para la Producción Incremental de Hidrocarburos y del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural serán considerados los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras -Sección Productores- regulado por la Disposición N° 337/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles.

Los beneficiarios podrán solicitar los beneficios en forma directa o conjuntamente con terceros asociados que acrediten un vínculo contractual con el beneficiario de al menos USD 50.000.000. Los terceros asociados participarán del beneficio indicado en el porcentaje de la producción incremental informada por el beneficiario y aprobada por la Autoridad de Aplicación, cada vez que se solicite el reconocimiento del beneficio.

El reconocimiento de los beneficios podrá solicitarse a partir del tercer trimestre de 2022 cumpliendo con los requisitos establecidos por la Secretaría de Energía, quien validará su cumplimiento.

Se tomará como línea base de producción la producción de petróleo crudo correspondiente al periodo enero - diciembre de 2021, ambos inclusive, de las áreas propiedad del beneficiario. A efectos del cálculo de la producción incremental, se tomará la producción de crudo del Beneficiario correspondiente a los últimos doce meses incluido el trimestre de que se trate.

Para el cálculo de la inyección incremental del Régimen de Acceso a Divisas por la Producción Incremental Producción de Gas Natural en cada trimestre se tomará la inyección media diaria de gas natural del beneficiario correspondiente a los últimos doce meses, incluido el trimestre de que se trate. A efectos del cálculo de la base de referencia y de la inyección incremental, se computarán los volúmenes inyectados al sistema y fuera del sistema por el propio beneficiario sin incluir los volúmenes inyectados por terceros por cuenta del beneficiario.

Con la solicitud de los beneficios incluidos en este reglamento, los beneficiarios deberán incluir sus Planes Regionales y Nacionales de Desarrollo de Proveedores indicados en el art. 23 del Decreto 277/2022. Los beneficiarios deberán incrementar sus compras y contrataciones a proveedores nacionales y regionales a partir de diciembre de 2024 en un 30% para los rubros de perforación y perforación y terminación y un 40% para producción y mantenimiento y obras e instalaciones de superficie sobre la composición del gasto para el año 2021.

El 28 de octubre de 2022, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7626, que establece que los clientes que cuenten con una Certificación para acceder a divisas por producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22) podrán acceder al mercado de cambios para los siguientes fines:

- I. Pago de capital por deudas comerciales relacionadas con bienes importados sin necesidad de autorización previa según lo especificado en la Comunicación "A" 7532 o el plazo de la Comunicación "A" 7622, según corresponda.
- II. Pago de capital para deudas comerciales relacionadas con servicios importados sin necesidad de autorización previa mencionada en el punto 3.2 para las operaciones con partes vinculadas o en el punto 3.1 de la Comunicación A 7532.
- III. Pago de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sujeto a los requisitos establecidos por el Banco Central.
- IV. Pago de capital por deudas financieras externas a acreedores vinculados sin autorización previa del Banco Central.
- V. Pago de capital por deudas financieras en moneda extranjera por encima de los límites establecidos por el Banco Central.
- VI. Repatriación de inversiones directas de no residentes en entidades no controlantes, siguiendo las disposiciones establecidas por el Banco Central, excepto para instituciones financieras locales.

Los beneficiarios deberán designar una única institución financiera local responsable de emitir las certificaciones para acceder a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22) y remitirlas a las instituciones a través de las cuales el cliente desea acceder al mercado de divisas.

La institución designada deberá registrar los montos de los beneficios reconocidos por la Secretaría de Energía en virtud del Decreto 277/2022 a favor del cliente, especificando el período correspondiente y el monto total del beneficio en Dólares obtenido para dicho período. El 16 de enero de 2023, la Secretaría de Energía reglamentó a través de la Resolución N° 13/2023 las condiciones generales de acceso al Régimen de Acceso a Divisas por Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP"), para el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural ("RADPIGN") y las condiciones generales para el Régimen de Promoción del Empleo, Trabajo y Desarrollo de los Empleadores Regionales y Nacional de la Industria de Hidrocarburos ("RPEPNIH").

La Ley Nacional N°24.065 establece que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, la norma dispone que deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes, y a los que se establezcan en el futuro por la autoridad competente, en la actualidad la Secretaría de Energía de la Nación. Además, la citada ley asigna al ENRE la facultad de velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

La Secretaría de Energía de la Nación y el ENRE han dictado normas vinculadas con la protección del ambiente. Entre ellas se pueden mencionar, por ejemplo: a) la Resolución N°475/87 de la SE que establece que las empresas del sector energético deben presentar ante la SE la evaluación de impacto ambiental de las diferentes alternativas planteadas en los proyectos energéticos y los estudios ambientales realizados en todas sus etapas (inventario, prefactibilidad, factibilidad - ejecutivo), como así también el programa de vigilancia y monitoreo ambiental durante la vida útil de la obra; b) la Resolución N°149/90 de la ex Subsecretaría de Energía de la Nación, modificada por las Resoluciones N°154/93 de la SE y 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería

de la Nación, que fija los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas convencionales de generación de energía eléctrica; c) la Resolución N°108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación que establece estándares de emisión para centrales térmicas de generación de energía eléctrica; y d) la Resolución N°555/01 del ENRE que establece la obligatoriedad de que todos los agentes del MEM elaboren e implanten sistemas de gestión ambiental, y sus normas complementarias como ser, por ejemplo, la Resolución N°636/04 del ENRE; entre otras normas.

Sin perjuicio de las normas ambientales aplicables específicamente al sector energético, la actividad de la Compañía se encuentra sujeta además al cumplimiento de normas ambientales nacionales de carácter general, como por ejemplo: a) la Ley N°24.051 y su Decreto Reglamentario N°831/93 de gestión de residuos peligrosos; b) la Ley N°25.675 de protección general del ambiente que, entre otras cuestiones, establece que toda persona que realice actividades que puedan representar un riesgo para el medio ambiente (conforme Anexo I de la Resolución N°177/07 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe adquirir un seguro por daño ambiental de incidencia colectiva para garantizar el pago de la remediación del daño potencial derivado de dichas actividades (ello de conformidad con el Decreto N°447/19);

La Ley N°25.688 que establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional; y d) la Ley N°25.670 de presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de los policloruros de bifenilos (PCBs) y su Decreto Reglamentario N°853/07; y e) las normas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible como ser, por ejemplo, las Resoluciones N° 419/93, 404/94, 1102/04 y 785/05 de la Secretaría de Energía de la Nación; entre otras normas.

En relación con la actividad de la Compañía en la provincia de Chubut, ella se encuentra sujeta a las normas ambientales de dicha provincia. Entre ellas se encuentran por ejemplo: a) la Ley XI N°35 (Código Ambiental provincial) reglamentada por los Decretos N°185/09 (modificado por los Decretos N° 1.379/13, N°1.003/16 y 998/16) N°1.005/16 y N°1.540/16, que, entre otras cuestiones, establecen el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por parte de las autoridad ambiental competente, adhieren a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos y regulan lo pertinente a las fuentes emisoras de efluentes líquidos y la gestión de permisos de vertido; b) la Ley XVII N°53 (Código de Aguas provincial); c) la Ley XVII N°88 que establece la política hídrica provincial, y sus normas complementarias como ser, por ejemplo, la Resolución N°70/15 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable del Chubut que establece una serie de medidas aplicables a aquellos proyectos que contemplen captaciones de agua –superficial o subterránea-; d) la Ley I N°191 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Chubut; y e) la Resolución N° 37/17 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable que establece la metodología específica para el estudio de fauna voladora que deben llevar a cabo los proponentes de proyectos eólicos en el marco del estudio de impacto ambiental; entre otras normas.

A su vez, considerando que la Compañía también desarrolla su actividad en la provincia de Río Negro, se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de dicha jurisdicción. Entre ellas se mencionan, por ejemplo, las siguientes: a) la Ley M N°3.266 y sus Decretos Reglamentarios M N°1.224/02 y M N°656/04, mediante el cual se regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley M N°3.250 la cual crea el Sistema Provincial de Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales; c) la Ley Q N°2.952 (texto consolidado del Código de Aguas provincial); y d) la Ley J N°2.902 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia; entre otras normas.

En relación con la Provincia de Neuquén, resulta aplicable la Ley N° 1875 de Régimen de Preservación, Conservación y Mejoramiento del Ambiente, conforme fuera reglamentada por el Decreto Provincial N° 2656/1999. Dicha ley, fue sancionada en el año 1.990 y modificada por las Leyes N° 2267 y 2863 sancionadas en los años 1998 y 2013 respectivamente. Asimismo, tiene por objeto establecer dentro de la política de desarrollo integral de la Provincia del Neuquén, los principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de la Provincia del Neuquén, para lograr y mantener una óptima calidad de vida de sus habitantes. Por otra parte, resulta aplicable la Ley N° 2175 de Preservación del Medio Ambiente y la Ley N° 2600 de Aptitud Ambiental.

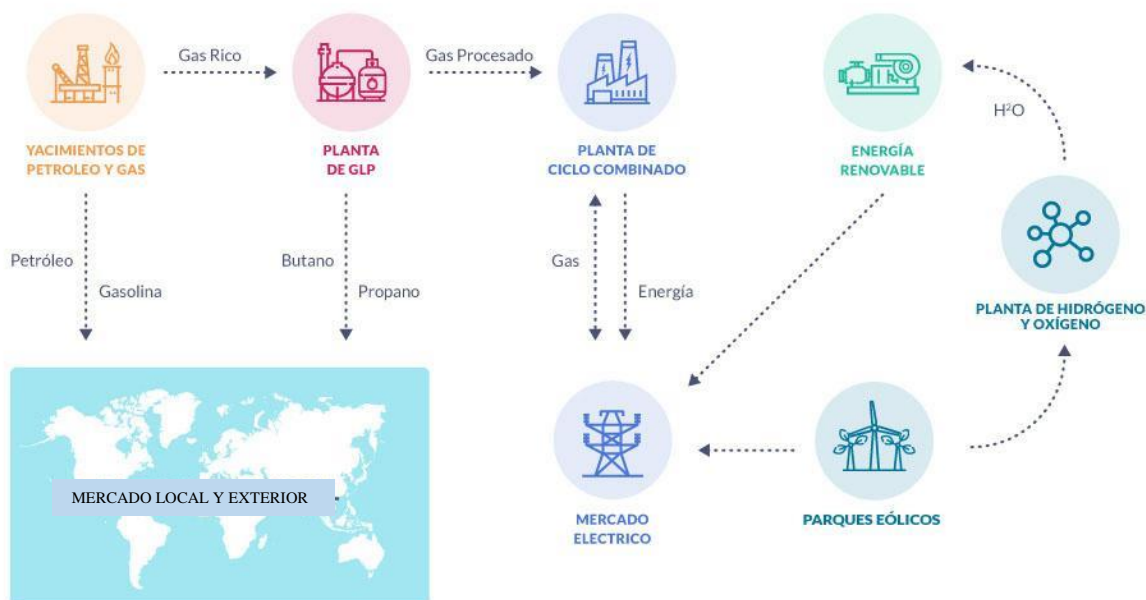
DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE CAPEX

La Emisora es una empresa energética integrada. Su estructura de negocio comprende las siguientes líneas o segmentos de negocios: (i) Exploración y Producción de Hidrocarburos, (ii) GLP, (iii) Generación de Energía Térmica, y (iv) Energías Renovables. El negocio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos incluye la exploración y producción de petróleo y gas en siete áreas hidrocarburíferas ubicadas en las provincias de Neuquén, Río Negro y Chubut. Por un lado, el petróleo producido por la Emisora es vendido tanto en el mercado local como el mercado internacional mientras que la producción de gas es utilizada, principalmente, como materia prima por el segmento de Generación Eléctrica.

Como parte de la integración de la Emisora, el gas producido por el negocio de Exploración y Producción de Hidrocarburos es procesado por el segmento de GLP para separar los líquidos del gas y utilizar este último como combustible del segmento de Generación Eléctrica. El procesamiento de gas por parte del segmento de GLP es realizado a través de la planta de GLP, propiedad de SEB (conforme se define más adelante), una subsidiaria de Capex.

El negocio de Generación Eléctrica incluye la operación de la Central Térmica Agua del Cajón, de propiedad de la Emisora, con una capacidad instalada de 672MW ubicada en uno de los yacimientos hidrocarburíferos operado por la Emisora en la Provincia de Neuquén llamado Agua del Cajón y cuya producción de energía eléctrica es comercializada a través del SADI.

El negocio de Energías Renovables incluye la operación de dos parques eólicos con una capacidad instalada total de 33MW (PED I y PED II, propiedad de las subsidiarias Hychico y EG WIND, respectivamente) y una planta de producción de Hidrógeno y Oxígeno a partir de electrólisis de agua, propiedad de Hychico.



A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad participa en los siguientes negocios:

Área / Negocio	Provincia	% Participación directa e indirecta	Operador	Año de vencimiento de concesión	Tipo de concesión / actividad	Marco Normativo
Petróleo y Gas						
Agua del Cajón	Neuquén	100%	Capex	2052	Exploración y explotación O&G	Decreto 556/17 (última extensión del área)

Pampa del Castillo	Chubut	95%	Capex	2046 ⁽¹⁾	Explotación O&G	Decreto 318/18 y 512/18
Loma Negra	Río Negro	37,50%	Capex	2034	Explotación O&G	Decreto 346/21 y Decreto 1484/17
La Yesera	Río Negro	37,50% / 72,5%	Capex	2037 ⁽²⁾	Explotación O&G	Decreto 345/21 y Decreto 1485/17
Bella Vista Oeste	Chubut	100%	Capex	2045	Explotación O&G	Decreto 14/20
Parva Negra Oeste	Neuquén	90%	Capex	2027 ⁽³⁾	Exploración O&G	Decreto 2499/19 (aprobación contrato exploración)
Puesto Zúñiga	Río Negro	90%	Capex	2047 ⁽⁴⁾	Explotación O&G	Decreto Provincial N° 71/2022
Energía						
CT ADC	Neuquén	100%	Capex	-	Generación Energía	-
GLP						
GLP	Neuquén	95%	SEB	-	Procesamiento y Separación de gases líquidos derivados del gas	-
Renovables						
PED I	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía Eólica	-
PED II	Chubut	99,26%	EG WIND	-	Energía Eólica	-
H&O	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía renovable	-

(1) Capex y Petrominera acordaron al momento de tomar la explotación del área que, cumplido el compromiso inicial de inversión, si se realizaban inversiones adicionales por US\$ 70 millones, Capex, a su sola opción, asociado con Petrominera en su carácter de único titular del área, podía continuar operando el área, manteniendo su participación en la UT, por un plazo ulterior de 20 años, sujeto a que: (i) Capex haya cumplido el Plan de Inversión, (ii) Capex y Petrominera hayan cumplido con el Plan Trienal y (iii) Capex y Petrominera hayan ejecutado las Inversiones Adicionales antes del vencimiento de la Concesión. Habiendo cumplido las tres condiciones mencionadas en el párrafo anterior, Capex ha solicitado a la Autoridad de Aplicación que registre el nuevo vencimiento de la Concesión al 1 de noviembre de 2046.

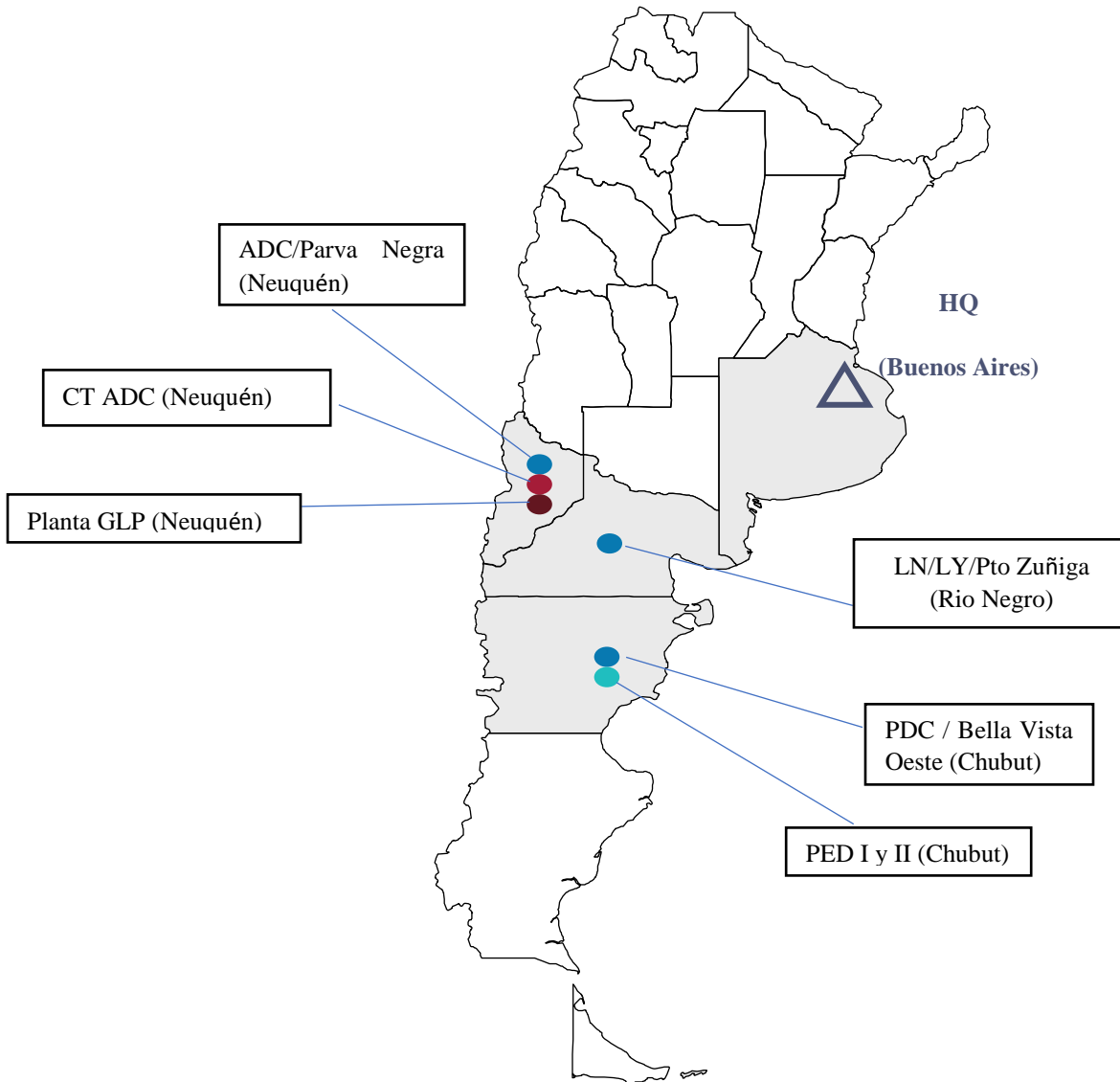
(2) El acuerdo de extensión del área La Yesera establecía una opción de ingreso a favor de uno de los concesionarios (YPF) para que en un plazo determinado, definiera si iba a participar del plazo de prórroga de la concesión o si renunciaba al mismo. YPF notificó su decisión de no participar del plazo de prórroga. Así, conforme lo acordado entre los socios, el porcentaje que el socio saliente dejará vacante desde el 5 de agosto de 2027 será acrecido por la Sociedad, por lo que la participación de ésta en la concesión La Yesera desde dicha fecha será del 72,5%.

Como consecuencia de su decisión de no participar en el plazo de extensión de la concesión, los concesionarios acordaron que YPF tendrá la potestad de decidir si participa o no en las inversiones que se realicen en el Área hasta el vencimiento del plazo original de la concesión, esto es, hasta el 4 de agosto de 2027. En consecuencia, si YPF decide no participar en determinado proyecto de inversión, el porcentaje que esta última no ingrese, será absorbido por la Sociedad en virtud de lo mencionado en el párrafo anterior e YPF no tendrá derecho a la producción resultante ni estará obligado al pago de las regalías correspondientes. Durante el ejercicio 2022/23 perforó el pozo LY-1002 en el cual YPF decidió no participar, por lo tanto, Capex posee el 72,5 % de participación en dicha inversión.

(3) En caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables, y cumplidas ciertas condiciones, GYP solicitará una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

(4) En marzo de 2022, la Provincia de Río Negro le otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zuñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% corresponde a un compromiso firme y el resto contingente a resultados. Conforme a la normativa vigente, previa a su finalización la Sociedad podría solicitar extensiones de la Concesión de Explotación de 10 años adicionales cada una de ellas.

El siguiente mapa muestra las principales áreas de operaciones de Capex y sus subsidiarias:



El siguiente cuadro refleja los ingresos consolidados de la Emisora por segmento de negocio, para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
en miles de \$			
INGRESOS POR SEGMENTO			
Petróleo y Gas (**)	73.233.373	61.025.960	42.163.313
Energía	12.651.405	15.667.944	11.936.646
GLP	2.997.836	4.249.543	2.510.144
Energías Renovables			
Generación de Energía Eólica	1.822.816	2.063.418	2.502.797
Generación de Energía a partir del Hidrógeno	85.664	95.122	100.284
Oxígeno	38.099	36.379	35.995

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros" del Prospecto.

(**) Incluye el gas propio consumido por la Planta Agua del Cajón en la generación de energía remunerada por CAMESA, y la valorización del gas consumido en las operaciones de nuestra Planta de GLP.

El siguiente cuadro refleja un desglose de los ingresos operativos de la Emisora por segmento de negocio, para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
en miles de \$			
Petróleo y Gas (**)	35.769.791	14.173.292	(4.442.920)
Energía	3.920.411	7.160.088	4.543.793
GLP	213.032	2.604.460	1.141.967
Energías Renovables			
Generación de Energía Eólica	742.479	(1.532.170)	1.554.154
Generación de Energía a partir del Hidrógeno	18.729	(32.200)	(129.304)
Oxígeno	(29.107)	(89.947)	(41.986)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Incluye los ingresos derivados del gas propio consumido por la Planta Agua del Cajón en la generación de energía remunerada por CAMESA, y la valorización del gas consumido en las operaciones de nuestra Planta de GLP.

Para conocer mayor información con respecto a nuestros segmentos de negocio, ver información en la Notas 6 a los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2023.

1. Exploración, Producción y Venta de Hidrocarburos

El segmento de Hidrocarburos incluye la operación, por parte de la Emisora, de siete áreas Hidrocarburíferas ubicadas en las provincias de Neuquén, Río Negro y Chubut.

Provincia de Neuquén

Agua del Cajón:

El área Agua del Cajón está ubicada en la cuenca neuquina en la región sudeste de la Provincia de Neuquén. Al 30 de abril de 2023, la mayor parte de la producción de gas del área está destinada a abastecer la Central Térmica Agua del Cajón.

La Sociedad explota el área Agua del Cajón bajo una concesión otorgada por la Provincia de Neuquén en el año 1991 y extendida en sucesivas oportunidades. La última extensión, actualmente vigente, fue otorgada en el año 2017 mediante el Dec. 556/17. El Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén otorgó la concesión de explotación no convencional sobre la totalidad del área por un plazo de 35 años venciendo la misma en 2052. Como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa piloto de desarrollo con inversiones por US\$ 126 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1° de enero de 2017. Dicho compromiso de inversión se ha cumplido íntegramente.

Como resultado de un intenso trabajo exploratorio se identificó que la mayoría de las reservas estaban localizadas en dos yacimientos del área (El Salitral y Agua del Cajón), donde finalmente se intensificaron las tareas de explotación. Desde el momento en que la Sociedad tomó la operación del área, se ha incrementado notablemente la producción de gas. Al momento de la toma del área, la producción de gas era de 87 mil m³/día y la producción de petróleo era de 35 m³ / día. Desde la toma de posesión del área hasta la fecha, las producciones alcanzaron picos de 3 millones de m³/día de gas y 200 m³/día de petróleo. Este incremento fue producto, principalmente, de la puesta en producción de nuevas formaciones, la optimización de los sistemas de extracción, la mayor eficiencia en la operación de los yacimientos, la captación del petróleo asociado a la producción de gas y al procesamiento del gas a través de la planta de separación de gases. Asimismo, y como resultado de los esfuerzos exploratorios y de desarrollo del área, se identificaron e incorporaron importantes reservas de gas natural y petróleo. Al 30 de abril de 2023, las producciones del ejercicio de gas y petróleo alcanzaron 318,8 millones de m³ y 24,5 mil m³, respectivamente.

En virtud del acuerdo firmado con la Provincia del Neuquén, la Sociedad abona las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquéllos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, se pagan los porcentajes acordados bajo el Acta Acuerdo del 13 de abril de 2009 hasta el 11 de enero de 2026, fecha a partir de la cual se abonará la regalía máxima del 18% establecida en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos; y (b) sobre la producción de pozos completados y terminados a partir del otorgamiento de la concesión no convencional que tengan producción proveniente de reservorios no convencionales denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, se pagan regalías del 12%.

Con fecha 31 de enero de 2018, la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción dependiente del entonces Ministerio de Energía y Minería una solicitud de adhesión para la Concesión Agua del Cajón al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales. Dicha presentación incluye la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 millones hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales.

Dicho programa fue aprobado con fecha 4 de junio de 2018. La Sociedad cumplió con el requisito de alcanzar una producción media anual de 500.000 m³/día, durante 12 meses consecutivos, antes del 31 de diciembre de 2019. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el periodo enero 2018-diciembre 2021, por un monto aproximado de \$3.585,6 millones (expresado en moneda histórica). La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la resolución cuyo importe ascendió en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 a \$ 1.768,7 millones. A la fecha la Sociedad ha cobrado la totalidad de las compensaciones correspondiente al programa.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, se perforó el pozo horizontal ADC-1045, con 1.700 metros de ramal lateral. Los resultados obtenidos en este pozo y otros trabajos asociados realizados por nosotros, junto con los buenos resultados obtenidos por otros operadores en áreas vecinas, representan una buena perspectiva para el potencial desarrollo de la formación Vaca Muerta en la zona.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2023 fue certificada por los auditores de reservas internacionales DeGolyer y MacNaughton, de acuerdo con Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SARP), y considerando como fecha de vencimiento de la concesión, enero de 2052:

Reservas al 100% ⁽³⁾							
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles	Recursos ⁽²⁾	
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	2.552	855	3.407	620	718	2.695
Petróleo	Mbbl	1.591	12,404	13.995	30.581	34.298	167.755
	Mm ³	253	1.972	2.225	4.862	5.453	26.671

(1) expresado en 9.300 Kcal por m3.

(2) Recursos contingentes relacionados con Vaca Muerta.

(3) La compañía es propietaria del 100% de dichas reservas.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, las reservas comprobadas totales de petróleo y gas se incrementaron un 402,3% y un 16,1% respectivamente.

A continuación se detalla la producción del área Agua del Cajón de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producción			
Petróleo bbl	153.934	196.777	184.517
Petróleo m3	24.474	31.285	29.336
Gas Miles de m3	318.804	350.886	374.041

Parva Negra Oeste:

El área Parva Negra Oeste posee una superficie de 143 kilómetros cuadrados y se ubica en la cuenca neuquina a unos 200 kilómetros al noroeste de la Ciudad de Neuquén en la Provincia de Neuquén. Parva Negra Oeste se ubica en una posición privilegiada para el eventual desarrollo de los recursos no convencionales de tipo shale gas de la formación Vaca Muerta. Desde el punto de vista geológico comprende parte del faldeo nor-oriental conocido como “Dorso de los Chihuidos” y la sección nor-occidental denominada “Bajo de Añelo”.

En el marco del Plan Exploratorio Neuquén, GyP lanzó el 7° llamado para presentar ofertas para la exploración, desarrollo y eventual explotación de una serie de áreas hidrocarburíferas. El 25 de julio de 2019 la Sociedad presentó una oferta para el área Parva Negra Oeste, la cual resultó adjudicada. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área que contempla la realización de un plan de trabajos de exploración con una inversión aproximada de US\$ 19,0 millones a realizarse dentro del primer período de exploración y contemplan la perforación de un pozo vertical y un pozo horizontal. Las condiciones de adjudicación contemplaron un pago de derecho de acceso al área a favor de la Provincia del Neuquén por US\$5,5 millones. En caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables, y cumplidas ciertas condiciones, GyP solicitará una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área, en el marco del contrato mencionado. Con fecha 22 de noviembre de 2019 la Provincia del Neuquén publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°2499/19 que aprueba el referido contrato por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027.

Al estar en una etapa exploratoria, a la fecha de este Prospecto el área no posee reservas ni genera flujos de efectivo.

A la fecha de este Prospecto se perforaron los pozos verticales PNO.x-3 y PNO.x-2. Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, se perforó la rama horizontal del pozo PNO x-2, ensayo que se completará durante los próximos meses. Se está cumpliendo con el cronograma de inversiones de acuerdo con lo programado.

El acuerdo con GyP prevé que si se descubren hidrocarburos comercialmente explotables y siempre que se cumplan determinadas condiciones, GyP podrá solicitar una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre la zona.

Las participaciones son las siguientes:

Socios	Participación*
Capex S.A.	90,00%
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	10,00%

* Las actividades de exploración están 100% a cargo de Capex. En caso de comenzar la explotación del área, GyP podrá optar por (i) conservar su participación del 10%; o (ii) convertir dicha participación en un honorario de producción equivalente a un 2,5% de todos los hidrocarburos a ser extraídos.

Provincia de Río Negro

Loma Negra:

En octubre de 2017 la Sociedad adquirió de Chevron Argentina S.A. el 37,5% de la concesión de explotación hidrocarburífera “Loma Negra”, un área de explotación de petróleo y gas en la provincia de Río Negro. El plazo de vigencia de la concesión del área Loma Negra vencía el 24 de febrero de 2024. Las operaciones de la concesión se llevan a cabo mediante un consorcio con otras empresas, siendo la Sociedad el operador de ésta desde el 1 de diciembre de 2017.

Las participaciones sobre el área son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	37,50%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%

El 30 de marzo de 2021 los consorcistas del área acordaron con la Provincia de Río Negro la extensión por 10 años adicionales de la concesión del área, venciendo ésta en febrero de 2034. El Poder Ejecutivo Provincial con fecha 20 de abril de 2021 emitió el Decreto 346/21 aprobando la extensión de la concesión.

Como parte los acuerdos de extensión de Loma Negra, se fijó un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 35,6 millones (sujeto a determinadas condiciones), el pago de un Bono de Prórroga de US\$ 4,38 millones y de un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 1,31 millones. Asimismo, se abonará un aporte complementario del 3% mensual sobre la producción incremental de petróleo y gas.

La producción incremental será la producida por los pozos nuevos perforados y terminados con posterioridad al acuerdo de prórroga y comprometidos en el Plan de inversiones. A partir del vencimiento del plazo original de la concesión de explotación, este 3% aplicará al total de la producción. Con fecha 6 de mayo de 2021 se abonaron el bono de prórroga y el aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional.

La zona de Loma Negra cuenta con 48 pozos activos (38 pozos productores y 10 pozos inyectores). Cuenta con varios campos productores (*Loma Negra, El látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María*).

Durante el ejercicio anterior, el consorcio del área llevó a cabo un programa de reparación de pozos productores e inyectores y un programa de perforación de dos pozos en el campo Loma de María y un pozo avanzado en la estructura "El Capitán", resultando este último improductivo.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de Loma Negra al 30 de abril de 2023 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton, de acuerdo con el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SARP), considerando febrero de 2034 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽²⁾							Recursos
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles		
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	1.136	793	1.929	10	194	-
Petróleo	Mbbl	1.691	1.428	3.119	560	415	-
	Mm ³	269	227	496	89	66	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

⁽²⁾ La Sociedad posee el 37,5% de dichas reservas

En comparación con las reservas al 30 de abril de 2022, durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023 las reservas probadas totales de petróleo y gas del área se redujeron por un 3,6% y un 8,1%, respectivamente.

A continuación se incluye la producción del área Loma Negra de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Al 100%	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producción			
Petróleo bbl	441.788	427.744	395.000
Petróleo m3	70.239	68.006	62.800
Gas Miles de m3	251.555	299.103	235.853

La Yesera:

En octubre de 2017 la Sociedad adquirió de Chevron Argentina S.A. 18,75% de la concesión hidrocarburífera “La Yesera”, un área de explotación de petróleo y gas en la provincia de Río Negro. El plazo de vigencia de la concesión del área La Yesera vence el 4 de agosto de 2027. Las operaciones de la concesión se llevan a cabo mediante un consorcio con otras empresas, siendo la Sociedad el operador de ésta desde el 1 de diciembre de 2017.

Las participaciones al 30 de abril de 2023 eran las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	37,50%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%

El 30 de marzo de 2021 los consorcistas del área acordaron con la Provincia de Río Negro la extensión por 10 años adicionales de la concesión del área, venciendo ésta en agosto de 2037. El Poder Ejecutivo Provincial con fecha 20 de abril de 2021 emitió el Decreto 345/21 aprobando la extensión de la concesión.

Como parte de los acuerdos de extensión de La Yesera, se fijó un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 25,4 millones (sujeto a determinadas condiciones), un Bono de Prórroga de US\$ 0,9 millones y un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 0,3 millones. Asimismo, se abonará un aporte complementario del 3% mensual sobre la producción incremental de petróleo y gas.

La producción incremental será la producida por los pozos nuevos perforados y terminados con posterioridad al acuerdo de prórroga y comprometidos en el Plan de inversiones. A partir del vencimiento del plazo original de la concesión de explotación, este 3% aplicará al total de la producción. Con fecha 6 de mayo de 2021 se abonaron el bono de prórroga y el aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de ambas áreas.

Con fecha 8 de febrero de 2021, la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A. los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 18,75% que dicha sociedad poseía en la Concesión de Explotación “La Yesera” en la provincia de Río Negro. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes el 30 de junio de 2021, Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión. El monto abonado fue de US\$ 1,5 millones más impuestos.

El acuerdo de extensión del área La Yesera establecía una opción de ingreso a favor de uno de los concesionarios (YPF) para que, en un plazo determinado, definiera si iba a participar del plazo de prórroga de la concesión o si renunciaba al mismo. YPF notificó su decisión de no participar del plazo de prórroga. Así, conforme lo acordado entre los socios, el porcentaje que el socio saliente dejará vacante desde el 5 de agosto de 2027 será acrecido por la Sociedad, por lo que, la participación de ésta en la concesión La Yesera desde dicha fecha será del 72,5%.

Como consecuencia de su decisión de no participar en el plazo de extensión de la concesión, los concesionarios acordaron que YPF tendrá la potestad de decidir si participa o no en las inversiones que se realicen en el Área hasta el vencimiento del plazo original de la concesión, esto es, hasta el 4 de agosto de 2027. YPF decidió no participar en determinado proyecto de inversión, por lo tanto el porcentaje que esta última no ingrese, será absorbido por la Sociedad en virtud de lo mencionado en el párrafo anterior e YPF no tendrá derecho a la producción resultante ni estará obligado al pago de las regalías correspondientes.

Durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023, se perforó el pozo LY-1002. El pozo entró en producción cumpliendo nuestras expectativas.

El área La Yesera tiene perforados 4 pozos, de los cuales actualmente dos se encuentran en producción de petróleo y gas asociado. La producción promedio en el mes de abril de 2023 fue de 120,6 m³/día de petróleo y 91,5 Mm³/día de gas.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de La Yesera al 30 de abril de 2023 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton de acuerdo con el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SARP), considerando agosto de 2037 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽²⁾							Recursos
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	172	90	262	45	11	-
Petróleo	Mbbl	1.227	1.132	2.359	554	157	-
	Mm ³	195	180	375	88	25	-

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) La Compañía posee el 37,5% de dichas reservas hasta agosto de 2027 y el 72,5% desde agosto de 2027 hasta agosto de 2037. Respecto de las reservas correspondientes al pozo LY-1002, del cual YPF decidió no participar, Capex posee el 72,5 %.

En comparación con las reservas al 30 de abril de 2022, durante este ejercicio las reservas probadas totales de petróleo y gas del área aumentaron un 49,9% y un 44,4%, respectivamente.

A continuación se incluye la producción del área La Yesera de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Al 100%	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producción			
Petróleo bbl	268.046	170.762	194.229
Petróleo m3	42.616	27.149	30.880
Gas Miles de m3	32.292	22.783	22.434

Puesto Zúñiga:

El área Puesto Zúñiga se encuentra ubicada aproximadamente a unos 600 km al NO de la capital de la provincia de Río Negro, entre las áreas La Yesera y Loma Negra. Posee una superficie de 81 km2 de extensión.

Durante el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área Puesto Zúñiga, en la Provincia de Río Negro. La Sociedad participó del concurso presentando una oferta el 28 de noviembre de 2019, la cual consistió en un compromiso de inversión de US\$ 7,1 millones a desarrollar dentro del primer período de exploración. Con fecha 6 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía y la Subsecretaria de Hidrocarburos del Gobierno de Río Negro aprobaron la calificación de Capex y le pre-adjudicaron el área. Finalmente, con fecha 14 de octubre de 2020, la Provincia notificó a Capex el Decreto N° 1154/20 por el cual le adjudicaba el permiso de exploración sobre el Área Puesto Zúñiga por el plazo de 3 años contados desde la publicación del mencionado decreto. El contrato de exploración se suscribió en noviembre y finalmente, Capex tomo posesión del área el 17 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, en el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N° 71/22, la Provincia de Río Negro le otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zúñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% corresponde a compromiso firme y el resto contingente a resultados.

Con fecha 11 de noviembre de 2020 se suscribió el Contrato de Exploración con la Provincia de Río Negro y el contrato de Unión Transitoria entre la Sociedad y EDHIPSA.

El contrato de Unión Transitoria contempla una participación de la Sociedad y EDHIPSA según la siguiente tabla:

Socios	Participación
Capex S.A.	90,00%
EDHIPSA	10,00%

Capex ya se encuentra a operando el área y comenzó su producción comercial del área durante el mes de mayo de 2022.

Desde el punto de vista geológico el área se encuentra ubicada en una región mixta dado por la transición de la dorsal de Huincul y del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina. El potencial del área se ubica en las formaciones del Precuyano y Grupo Cuyo con objetivo principal no convencional de tipo tight sand gas, según antecedentes de áreas vecinas y los pozos perforados en el área.

Durante este ejercicio se perforaron dos pozos y la zona cuenta ahora con tres pozos operativos. Adicionalmente, se completaron las instalaciones que permitieron la explotación comercial del área.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área Puesto Zúñiga al 30 de abril de 2023 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton de acuerdo con el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SARP), considerando marzo de 2047 como fecha de vencimiento de la concesión. A continuación se detallan las primeras reservas documentadas.

Reservas al 100% ⁽²⁾							Recursos
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles		
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	533	722	1.255	766	1.344	-
Petróleo	Mbbl	679	616	1.295	604	1.044	-
	Mm ³	108	98	206	96	166	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

⁽²⁾ La Sociedad posee el 90% de dichas reservas.

Provincia de Chubut

Pampa del Castillo – La Guitarra:

El área Pampa del Castillo-La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge y posee una superficie de aproximadamente 121 km². Está localizada a unos 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut. Esta concesión tiene un único yacimiento de idéntico nombre que, operativamente, fue dividido en tres regiones: Pampa Norte, Pampa Centro (comprende las zonas Bloque I al Bloque V) y Pampa Sur (comprende las zonas La Guitarra y La Guitarrita).

Las participaciones en la Unión Transitoria son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	95,00%
Petrominera Chubut S.E.	5,00%

En agosto de 2018, la Sociedad adquirió de Enap Sipetrol y PMC el 95% de la concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra. El área Pampa del Castillo - La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia de Chubut y posee una superficie de aproximadamente 121 km². El plazo de vigencia de la concesión vence en octubre de 2026 con opción a extenderla por 20 años adicionales sujeto a inversiones adicionales. Las operaciones se llevan a cabo mediante una unión transitoria entre la Sociedad y PMC, en la cual la Sociedad es el operador.

Capex y PMC se comprometieron a un plan de inversión desde el inicio de las operaciones hasta el año 2021 por la suma de US\$ 108,4 millones. Adicionalmente, Capex se comprometió a invertir durante ese mismo periodo, a su solo riesgo, inversiones adicionales en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones. Adicionalmente, Capex y Petrominera acordaron al momento de tomar la explotación del área, que cumplido el compromiso inicial de inversión y ciertas inversiones adicionales por US\$ 70 millones, Capex a su sola opción y asociado con Petrominera en su carácter de único titular del área, pudiera continuar operando el área manteniendo su participación en la UT por un plazo ulterior de 20 años. Habiendo cumplido con las inversiones adicionales y el plan de inversión comprometido, hemos ejercitado la opción de continuar la explotación del área y solicitamos a la autoridad que registre la nueva expiración del permiso de operación del área el 1 de noviembre de 2046.

En el marco del Decreto Provincial N° 278/2021 de fecha 21 de abril de 2021 para la promoción de la industria hidrocarburífera en la provincia de Chubut, Capex, en su carácter de Operador del Área Pampa del Castillo, presentó el proyecto “Recuperación terciaria y mejora de eficiencia volumétrica de barrido Pampa del Castillo Sur”, el cual fue aprobado mediante el Decreto N° 33/2022 de fecha 29 de enero de 2022 e incorporado a dicho régimen de fomento, obteniéndose, en consecuencia, una alícuota del 6% para el pago de las regalías hidrocarburíferas (art. 59 Ley de Hidrocarburos y art. 68 de la Ley XVII N° 102) sobre la producción incremental de petróleo crudo proveniente de los pozos asociados al proyecto presentado hasta el mes de abril de 2031 inclusive. Sobre el final del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 se instaló una planta de hidratación e inyección de polímeros para realizar una “prueba piloto” en la zona de La Guitarrita, la cual comenzó a operar durante el mismo año 2021. El objetivo de la inyección de polímeros es incrementar la viscosidad del agua inyectada hasta tratar de alcanzar la misma viscosidad del petróleo, para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido y de esta forma incrementar la producción de petróleo, con el consiguiente efecto de aumento de factores de recuperación y reservas, disminuyendo la producción e inyección de agua; bajando así la huella de carbono. La zona donde se realiza la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto

porcentaje de agua. El objetivo es bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectoros pertenecientes al proyecto.

Los valores totales de petróleo producido durante el año finalizado el 30 de abril de 2023 fueron de 274,68 mil m3. La producción media de petróleo en abril de 2023 fue de 733,3 m3/día, mientras que en abril de 2022 fue de 762,5 m3/día. Si comparamos esta producción con la del área al momento del inicio de la operación en agosto de 2018 (557,2 m3/día) representa un incremento de 31,6%. Actualmente hay 337 pozos activos (227 productores y 110 inyectoros).

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 se perforaron 21 pozos productores de petróleo y 2 pozos inyectoros.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área Pampa del Castillo-La Guitarra al 30 de abril de 2023 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (SGPR), considerando octubre de 2046 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽²⁾							Recursos
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles		
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				
Petróleo	Mbbl	18.429	10.510	28.939	2.063	2.786	-
	Mm ³	2.930	1.671	4.601	328	443	-

(1) expresado en 9.300 Kcal por m3

(2) La Sociedad posee el 95% de dichas reservas.

En comparación con las reservas al 30 de abril de 2022, durante el ejercicio finalizado en abril de 2023, las reservas probadas totales de petróleo del área aumentaron en un 16,7%.

A continuación se incluye la producción del área Pampa del Castillo- La Guitarra de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Al 100%	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producción			
Petróleo bbl	1.727.685	1.724.219	1.574.497
Petróleo m3	274.680	274.130	250.325

Bella Vista Oeste:

El Yacimiento Bella Vista Oeste se encuentra ubicado en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Chubut y posee una superficie de aproximadamente 49,33 km2. Está localizado a unos 18 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

En el mes de mayo de 2019, PMC lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 2/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos dentro del área Bella Vista Oeste Bloque I, en la Provincia de Chubut. La Sociedad participó del concurso y el 2 de septiembre de 2019 fue aceptada su Oferta Económica.

En octubre de 2019, la Sociedad obtuvo la adjudicación de los derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I. Dicha adjudicación es por un período de 25 años desde el 1 de febrero de 2020 y el plan de inversiones comprometidas es de US\$ 50,1 millones, pudiendo la Sociedad solicitar prórrogas por plazos de 10 años de duración, en la medida que cumpla con sus obligaciones como concesionario, se encuentre produciendo hidrocarburos en el área y presente un plan de inversiones relativos al período de extensión. Mediante el Decreto 14/20, el 6 de enero de 2020 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Chubut aprobó el contrato y el 13 de enero de 2020 lo hizo la Legislatura mediante la Ley IX N° 148. En enero de 2020 la Sociedad abonó a PMC el pago inicial de US\$ 4,5 millones y abonará trimestralmente durante el período de la concesión una consideración contingente, de acuerdo con lo previsto en el

acuerdo (conceptos que se tuvieron en cuenta al momento de la registraci3n del precio del 1rea).

Geol3gicamente, el 1rea se encuentra ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca al 1rea Pampa del Castillo – La Guitarra. Se trata de una t3pica cuenca intracr3tonica, de g3nesis extensiva desarrollada sobre un basamento constituido por un complejo de p3rfidos cuarc3feros y tobas asociadas conocido como Grupo Lonco Trapial en su sector norte y como Grupo Bah3a Laura en el sector sur.

Las principales unidades productoras en el 1rea Bella Vista Oeste corresponden a la Formaci3n (“Fm.”) El Tr3bol, la Fm. Comodoro Rivadavia y a la Fm. Mina del Carmen pertenecientes al Grupo Chubut. Los reservorios est1n constituidos por areniscas y areniscas tob3ceas de origen fluvial separados entre ellos por limoarcilitas. La Fm. D129 es la principal roca generadora de hidrocarburos. El 1rea cuenta con un total de 110 pozos perforados, de los cuales 42 pozos est1n activos (37 productores y 9 inyectoras).

La producci3n de petr3leo al 30 de abril de 2023 fue de 214,6 m³/d3a que, comparada con el valor al momento de la toma del 1rea de 87 m³/d3a, representa un incremento del 146,6%.

El 1rea posee un total 60 pozos activos (47 productores y 13 inyectoras).

Durante el ejercicio 2022-23 se perforaron 5 pozos productores de petr3leo.

El plan de inversiones comprometido a partir de la entrada en vigor de la concesi3n el 1 de febrero de 2020 es de U.S.\$ 50,1 millones a realizarse en 5 a3os (plazo prorrogado por un a3o debido a la pandemia de Covid-19). Para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, la Compa3a cumpli3 con estas inversiones y present3 la informaci3n pertinente a las autoridades correspondientes.

Las reservas estimadas de petr3leo y gas en el 1rea de Bella Vista Oeste Bloque I para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton de acuerdo con el Sistema de Gesti3n de Recursos Petroleros (SGRP), considerando febrero de 2045 como fecha de vencimiento de la concesi3n.

Reservas al 100% ⁽¹⁾							Recursos
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles		
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				
Petr3leo	Mbbl	5.120	1.749	6.869	1.214	547	-
	Mm ³	814	278	1.092	193	87	-

(1) La Sociedad posee el 100% de dichas reservas.

A continuaci3n se incluye la producci3n del 1rea Bella Vista Oeste Bloque I de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producci3n			
Petr3leo bbl	531.898	415.284	288.098
Petr3leo m3	84.565	66.026	45.805

Reservas de hidrocarburos consolidadas

A continuaci3n se indican las reservas para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 consolidadas al porcentaje de participaci3n de Capex en cada 1rea a la fecha de emisi3n del presente Prospecto:

Reservas consolidadas al % de participaci3n de Capex en cada 1rea						Recursos	
Productos	Comprobadas			Probables	Posibles		
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total				

Gas	MMm ³⁽¹⁾	3.563	1.867	5.430	1.345	2.008	2.695
Petróleo	Mbbl	26.193	26.052	52.245	34.911	38.700	167.755
	Mm ³	4.164	4.143	8.307	5.550	6.153	26.671

A continuación se incluyen las ventas de petróleo y gas en el mercado local y externo por ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
	Ventas (en miles de Pesos)		
Mercado local			
Petróleo (1)	21.354.016	13.057.195	10.636.126
Gas			
Gas remunerado por CAMESA (2)	9.162.805	10.151.201	8.999.485
Gas Programa Estímulo	-	1.768.689	4.608.128
Gas	-	36.767	34.265
Mercado externo			
Petróleo	42.716.552	36.012.108	17.885.309
Total	73.233.373	61.025.960	42.163.313

(1) Incluye servicios petroleros

(2) Gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMESA.

(*) Cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 – Ver capítulo “Antecedentes Financieros”.

2. Segmento de producción y venta de gas derivado de combustible líquido GLP

La Sociedad es propietaria, a través de su subsidiaria SEB, de una planta de GLP ubicada en el Yacimiento Agua del Cajón. La planta de *turboexpander* comenzó su operación en 1998. El gas producido en el mencionado yacimiento, rico en componentes licuables es procesado por SEB en su planta de GLP para obtener propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por la Sociedad en el mercado local e internacional en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con el petróleo. Por otro lado, el gas seco remanente es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica a través de la Central Térmica Agua del Cajón. Los niveles de eficiencia de la planta de GLP continúan siendo muy altos.

A continuación se incluyen los datos de la producción y de las ventas en el mercado local y externo de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021.

	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
Producción			
Propano en Tn	15.815	18.377	16.248
Butano en Tn	9.898	11.920	10.619
Gasolina en m3 (1)	18.648	21.856	20.240

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
Ventas			
Mercado local			
Propano	968.599	1.490.598	754.077
Butano	425.007	697.994	556.225
Mercado externo			
Propano	905.610	1.346.671	799.565
Butano	89.123	190.128	-
Transferencia del segmento de negocio Petróleo y Gas (Gasolina)⁽¹⁾	609.497	524.152	400.277
Total	2.997.836	4.249.543	2.510.144

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

⁽¹⁾ La Gasolina Estabilizada se vende junto con el Petróleo.

3. Generación de Energía Térmica

Central Térmica Agua del Cajón

A la fecha del presente Prospecto, el negocio de generación de energía eléctrica de fuente térmica tiene una capacidad nominal total de generación de 672 MW (ISO), y está formado por un ciclo abierto con una capacidad instalada total nominal de 371 MW y un ciclo combinado con fuego suplementario con una capacidad instalada total nominal de 301 MW. A efectos de vincular la Central Térmica Agua del Cajón con el Sistema Interconectado Nacional ("SIN"), se construyeron tres líneas de alta tensión en 132 kV con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión en 500kV, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste.

La Central Térmica Agua del Cajón se encuentra ubicada en un predio de 11.000 hectáreas de propiedad de Capex, en el área de Agua del Cajón en la Provincia del Neuquén, en una zona a 283 metros sobre el nivel del mar. Las instalaciones se encuentran sobre el yacimiento El Salitral, que provee a Capex de gas natural para su uso como combustible en la generación de energía eléctrica. La Central Térmica Agua del Cajón abarca una superficie total de 68.800 m², incluyendo las instalaciones destinadas al tratamiento del gas y una subestación de 132 kV y de 500 kV. Otros edificios, con una superficie total de 1.150 m², incluyen la sala de control de la Central Térmica Agua del Cajón y de la subestación, oficinas, talleres de mantenimiento, depósito y una planta desmineralizadora de agua. La Central Térmica Agua del Cajón se encuentra cercada y cuenta con sistemas de seguridad y vigilancia.

La construcción de la Central Térmica Agua del Cajón comenzó en noviembre de 1992, comenzando sus operaciones en diciembre de 1993. En la siguiente tabla se detallan las cuatro fases de la Central Térmica Agua del Cajón con sus correspondientes fechas de inicio (las "Fases"):

FASE	TURBINAS	CAPACIDAD	CONSTRUCCIÓN	MODELO
I	2 Turbo Gas	96 MW	Dic. 1993	Westinghouse W251B11A Econ.
II	3 Turbo Gas	144 MW	Oct. 1994	Westinghouse W251B11A Econ.
III	1 Turbo Gas	131 MW	Ago. 1995	Mitsubishi W701D (bajo la licencia de Westinghouse)
IV	1 Turbo Vapor	301 MW	Nov. 1999	Mitsubishi
Total	7	672 MW		

La Central Térmica Agua del Cajón está compuesta por seis unidades turbo-generadoras a gas, una planta de compresión y calentamiento de gas natural y, para poder acceder al SADI, una subestación y tres líneas transmisoras de 132 kV. Adicionalmente, la Emisora construyó una nueva línea de transmisión de 500 kV dentro de su proyecto de ciclo combinado. De los seis turbo-generadores, cinco son Westinghouse W251B11A Econopac, con una capacidad nominal de 48 MW cada uno, mientras que el sexto es un Mitsubishi M701D, que también fue provisto por Westinghouse Electric Corporation International con una capacidad nominal de 131 MW, lo que representa una capacidad total nominal de 371 MW (354 MW netos).

En las Fases I a III, la Central Térmica Agua del Cajón fue construida y provista por Westinghouse Electric Corporation International a través de un contrato de construcción “llave en mano” de dicha planta. La construcción de la Central Térmica Agua del Cajón se completó dentro del plazo programado, con un presupuesto total de US\$ 166,4 millones. La construcción de la Central Térmica Agua del Cajón a su actual capacidad de generación se concretó en cuatro fases: la Fase I, con la incorporación de dos turbogeneradores Westinghouse W251B11A Econopac con una capacidad nominal de 96 MW (incluye repotenciación realizada posteriormente), inaugurada en diciembre de 1993; la Fase II, en octubre 1994, agregó 3 turbogeneradores Westinghouse W251B11A Econopac con una capacidad nominal de 144 MW; en tanto que en agosto de 1995, la Fase III entró en funcionamiento con una turbina adicional Mitsubishi M701D de 131 MW de capacidad nominal, completando el desarrollo de la Central Térmica Agua del Cajón en ciclo abierto con una capacidad instalada de 371 MW en agosto de 1995. Los turbo-generadores son del tipo industrial y de uso continuo, es decir, pueden ser utilizados las 24 horas de los 365 días del año, exceptuando los períodos de servicios de mantenimientos programados. En la Fase IV, para la conversión a ciclo combinado, se agregaron sendas calderas de recuperación aprovechando los gases de escape de cada una de las turbinas de gas y una turbina de vapor de 301 MW de capacidad nominal. De esta manera la capacidad nominal total de la Central Térmica Agua del Cajón se incrementó a 672 MW. En condiciones ambientales medias, con máxima inyección de agua en las turbinas de gas y con máximo fuego suplementario en las calderas se obtiene una capacidad neta de aproximadamente 640 MW.

Por otro lado, la construcción de la Fase IV comenzó en junio de 1998 y la conversión al ciclo combinado finalizó en noviembre de 1999. Con la construcción de esta fase, la Emisora adicionó 301 MW de capacidad bruta instalada, y hasta 286 MW a la capacidad neta operativa de la Emisora, incluyendo 114 MW de capacidad de fuego suplementario. Los seis turbogeneradores existentes están conectados al sistema de ciclo combinado. Un ciclo combinado involucra la recuperación de gases de escape de cada turbina de gas a través de una caldera de recuperación. Los gases de escape son luego usados para producir energía en una turbina de vapor. Asimismo, con la finalidad de reducir el impacto ambiental de las emisiones nocivas y para mejorar la capacidad de generación de las turbinas de gas en un 7,0% aproximadamente, en diciembre de 1995, Capex comenzó a operar una planta desmineralizadora de agua (la “Planta Desmineralizadora de Agua”). Esta planta opera por un proceso de ósmosis inversa y lechos mixtos y permite la inyección de agua desmineralizada a cada uno de los seis turbogeneradores. A través de

esta planta, Capex consiguió reducir la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) en los gases de salida a niveles permitidos por las regulaciones locales y las normas internacionales. La planta cuenta con una capacidad de 100m³/hora de agua desmineralizada, se alimenta del agua proveniente de los pozos ubicados a aproximadamente 3,5 km de la Central Térmica Agua del Cajón y a su vez, alimenta con agua desmineralizada al ciclo de vapor. Luego de ser desmineralizada, el agua es almacenada en tanques y bombeada a las turbinas y al tanque de agua desmineralizada del ciclo a vapor. El agua obtenida es de un grado de pureza alto y su conductividad es reducida, lo que asegura el correcto funcionamiento del sistema a inyección. El sistema de control fue instalado en la misma sala donde se encuentra el sistema de control de gas. Después de ser tratada, el agua se almacena en dos tanques de 300 m³ cada uno y es bombeada desde la Planta Desmineralizadora de Agua a cada turbina, donde las respectivas bombas aumentan la presión al nivel necesario para su inyección a las turbinas y al tanque de agua desmineralizado del ciclo de vapor.

La producción bruta de la Central Térmica Agua del Cajón de la Emisora para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 fue de 4.660 GWh, 4.842 GWh y 3.387 GWh, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, la generación bruta de energía de nuestra Central Térmica Agua del Cajón alcanzó los 4.660 GWh, lo cual representa una disminución del 3,2% comparado con el ejercicio anterior.

Durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, la Central Térmica Agua del Cajón operó con gas producido por la Emisora y gas redireccionado de CAMMESA. La generación bruta de energía eléctrica de dicho ejercicio fue de 4.842 GWh, comparado al año previo donde fue de 3.387 GWh, debido principalmente a que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, la gran sequía trajo aparejada una baja generación de energía hidráulica y por lo tanto entraron en despacho todas las turbinas de la Emisora. Adicionalmente, en los primeros tres meses del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 la Central Térmica Agua del Cajón estuvo imposibilidad de operar a ciclo combinado, producto de la falla del transformador de la turbina de vapor 7 a fines de enero de 2020 (el mismo estuvo fuera de servicio hasta el 31 de julio de 2020). Con fecha 3 de agosto de 2020 la Sociedad concluyó las reparaciones y comenzó a operar nuevamente a ciclo combinado.

En febrero de 2023, en la Resolución 59/23 la Secretaría de Energía publicó las condiciones de un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia. Esta Resolución modificó la Resolución 826/22, y actualizó la remuneración a los ciclos combinados, sujeta a condiciones de cumplimiento de metas de eficiencia y disponibilidad para aquellos generadores que adhieran a la misma. El cambio introduce el pago parcial de la remuneración en Dólares en la medida que se alcancen los niveles de disponibilidad requeridos. La Sociedad adhirió a dicha resolución.

Materias Primas

Las principales materias primas que utiliza la Emisora para la producción de electricidad son (i) el gas natural, como combustible; (ii) el agua; (iii) la electricidad autogenerada; y (iv) varios (lubricantes, gases y químicos).

Gas Natural. La Emisora utiliza el gas natural como único combustible para producir energía en su Central Térmica Agua del Cajón. Durante los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021, la Central Térmica Agua del Cajón consumió, en promedio, 3,05, 3,14 y 2,29 millones de m³ de gas por día, respectivamente. De dicho consumo un 23,8%, 25,2% y 37,9% respectivamente corresponde a gas de producción propia. Actualmente, el gas natural consumido por la Central Térmica Agua del Cajón proviene de la propia producción de la Emisora de sus áreas de Neuquén y Río Negro y el gas redireccionado por CAMMESA sin cargo.

Capex ha construido un sistema automático de captación de gas con una red de gasoductos de baja y media presión que permite transportar el gas desde los yacimientos y gasoductos de transporte a la Central Térmica Agua del Cajón. Este sistema tiene capacidad suficiente para proveer a la Central Térmica Agua del Cajón con 2,8 millones de m³ de gas de media presión, y 0,7 millones de m³ de baja presión por día, lo que se traduce en una capacidad total diaria de 3,5 millones de m³ de gas. La estructura operativa de Capex incluye áreas de control de gas y otras funciones, así como también una tecnología de punta que permite la generación de secuencias óptimas para los propósitos de las operaciones y de la seguridad.

Durante los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 Capex recibió de CAMMESA 653, 737 y 429 millones de m³ de gas natural, respectivamente, para proveer a la Central Térmica Agua del Cajón.

Agua. Las turbinas de gas de la Emisora reciben inyección de agua desmineralizada tratada en la Planta Desmineralizadora de Agua. La Emisora abona un canon por el agua utilizada a la Provincia del Neuquén. En conjunto con la construcción de la Fase IV, la Planta Desmineralizadora de Agua fue modificada levemente a efectos de poder producir agua adicional para el ciclo de vapor. El agua de refrigeración necesaria para la Fase IV de la Central Térmica Agua del Cajón se extrae del río Limay, ubicado a 7,5 km de dicha planta. Para este fin, en conjunto con la construcción de dicha Fase, se instaló una estructura para la toma de agua de río y un sistema de bombeo con su correspondiente cañería de agua con una capacidad de transporte de 1.600 m³/hr.

Electricidad. La electricidad utilizada en las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón es normalmente autogenerada (servicios auxiliares), aunque podría adquirirse en el MEM (en los arranques). Aproximadamente, el 5% de la generación de energía bruta es utilizada para los servicios auxiliares de la misma planta y para otras demandas de equipos industriales de la Emisora no relacionadas con la producción de energía eléctrica (Yacimiento y Planta de GLP).

Varios (lubricantes, gases y químicos):

(i) *Lubricantes:* entre los lubricantes, el más utilizado es el de lubricación de los cojinetes de los grupos turbogeneradores con un muy bajo consumo. Además, se utilizan en menor escala aceites para lubricación de cajas reductoras de equipos auxiliares y grasas para lubricación de rodamientos y otros accionamientos.

(ii) *Gases.* Respecto de gases industriales, se destaca el uso de hidrógeno para la refrigeración del generador de la turbina de vapor. El consumo anual de reposición es de aproximadamente 5.500 m³. En ciertas inspecciones de este generador, este gas debe ser repuesto, lo cual agrega aprox. 500 m³. Para dicha operación debe utilizarse además anhídrido carbónico como gas inerte intermediario para evitar una mezcla explosiva. El consumo de anhídrido carbónico es de aproximadamente 1.000 kg para la operación de vaciado y luego llenado del generador con hidrógeno.

(iii) *Productos Químicos.* Para el proceso de generación de energía se utilizan diversos productos químicos. El circuito de refrigeración del condensador de la turbina de vapor utiliza agua que debe ser tratada químicamente para lograr un óptimo funcionamiento. En este circuito se inyecta al agua ácido sulfúrico para controlar el PH, hipoclorito de sodio y bromuro de sodio como biocidas para controlar la materia orgánica, y el sulfito de sodio para eliminar el cloro residual en la purga del circuito de refrigeración principal. Por otra parte, el ciclo de vapor debe ser acondicionado químicamente con el objeto de lograr las condiciones de calidad de vapor y agua exigidas por su diseño, para lo cual se debe inyectar fosfato de sodio a fin de controlar el PH y el coeficiente de dilución de sales en el agua de calderas, secuestrante de oxígeno para controlar el oxígeno libre en el agua y vapor, y amoníaco para controlar el PH en el vapor y condensado.

Asimismo, para el proceso de producción de agua desmineralizada en la Planta Desmineralizadora de Agua se utilizan trenes de ósmosis inversa y lechos mixtos que requieren productos químicos. Para los trenes de ósmosis inversa se utiliza un antiescalante para minimizar los depósitos sólidos. Los lechos mixtos, por su parte, requieren de ácido sulfúrico y soda cáustica para la regeneración de resinas. Adicionalmente, se utiliza hipoclorito de sodio como biocida y sulfito de sodio como secuestrante de cloro libre en los efluentes.

Mantenimiento:

Desde el 12 de marzo de 2002 Capex realiza las tareas de operación y mantenimiento por su propia administración. La gerencia respectiva de la Sociedad realiza el planeamiento, seguimiento y control de los períodos en los cuales, siguiendo los manuales de los fabricantes de los equipos, se deben realizar las distintas intervenciones sobre las unidades productivas. La gerencia, asimismo, contrata con especialistas los apoyos o trabajos necesarios para llevar a cabo dichos mantenimientos y/o reparaciones.

La operación del complejo eléctrico se lleva a cabo por un grupo de operadores, los cuales son empleados de Capex y a su vez cuentan con experiencia suficiente en la empresa y/o en la industria.

La Central Térmica Agua del Cajón es sometida a mantenimiento preventivo de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos allí instalados, además del mantenimiento predictivo y correctivo.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad continúa realizando los mantenimientos técnicos requeridos para cumplir con los compromisos de disponibilidad garantizada de potencia (DIGO).

Transmisión de Energía Eléctrica

La Emisora ha obtenido el permiso de la SE por intermedio de CAMMESA para participar en el MEM, y del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el “ENRE”) para acceder al SADI con un máximo de 672 MW de potencia. Asimismo, la Emisora obtuvo, en relación con el proyecto de ciclo combinado de la Central Térmica Agua del Cajón, un permiso de la SE por intermedio de CAMMESA, y del ENRE para acceder al SADI.

La energía eléctrica producida por Capex en su Central Térmica Agua del Cajón es transportada desde los generadores a los usuarios y distribuidores principalmente a través del SADI, un sistema interconectado por líneas aéreas y subterráneas y subestaciones que abarcan aproximadamente el 90% de la República Argentina. El SADI conecta a los generadores con la mayoría de las principales empresas de distribución y con los grandes usuarios de electricidad de la República Argentina. Para mayor información respecto del SADI véase “*Marco Regulatorio de la Industria de Energía Eléctrica en la República Argentina*” en el presente Prospecto.

A través de CAMMESA y el ENRE, Capex ha obtenido de la SE todas las licencias necesarias para desempeñarse como generador de energía eléctrica.

Los generadores de energía en la República Argentina tienen garantizado el acceso al SADI o a cualquier red de subtransmisión, en la medida en que exista suficiente capacidad disponible. Los cargos por transmisión de energía se deben aplicar sobre una base no discriminatoria.

A efectos de vincular la Central Térmica Agua del Cajón con el SADI, se construyeron tres líneas de alta tensión de 132 kV con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste, Provincia del Neuquén. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión de 500 kV, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste. De esta manera se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho. En este sentido, la Emisora posee una subestación de 132 kV adyacente a la Central Térmica Agua del Cajón, dos líneas de transmisión de 132 kV de circuito simple con una extensión de 29 km hasta la subestación Arroyito, que es el punto de conexión más cercano, y una línea de transmisión de 132 kV de 50 km desde la Central Térmica Agua del Cajón hasta la subestación El Chocón Oeste. La subestación de la Central Térmica Agua del Cajón tiene una configuración de doble barra colectora y una barra de transferencia simple. Cada generador está conectado a la subestación de 132 kV de la Central Térmica Agua del Cajón por un transformador elevador. Las líneas de transmisión están montadas sobre estructuras de hormigón. Por otro lado, en julio de 1998, la Emisora celebró un contrato con Transener para la expansión de la subestación de 132 kV y la construcción de una subestación de 500 kV y una nueva línea de transmisión de 500 kV desde la subestación de Capex de 132 kV a la subestación El Chocón Oeste de 500 kV. El plazo de construcción fue de 13 meses a partir de julio de 1998. La subestación de 500 kV consta básicamente de dos transformadores de 350 MVA cada uno, conectados a la subestación de Capex de 132 kV y a una nueva línea de transmisión de 500 kV de aproximadamente 52 km de extensión conectada a su vez a un nuevo campo de 500 kV en la subestación El Chocón Oeste. La expansión de la subestación de 132 kV y la construcción de la nueva subestación de 500 kV y la nueva línea de transmisión de 500 kV le permite a la Emisora entregar al SADI toda la energía generada por la Central Térmica Agua del Cajón, incluyendo la generada por la unidad de ciclo combinado, de manera más eficiente y con menos pérdidas de transmisión. La Emisora tiene la intención de mantener sus dos líneas de transmisión a la subestación Arroyito y la línea de transmisión de 132 kV a la subestación El Chocón Oeste como capacidad extra, dándole a la Emisora la flexibilidad de elegir entre cualquiera de los dos sistemas, el de 132 kV o el de 500 kV, para la transmisión de la energía generada por la Central Térmica Agua del Cajón, teniendo en cuenta que la capacidad de las líneas de 132 kV por sí sola resulta insuficiente para transmitir toda la energía generada por la misma.

En virtud de los proyectos de cuarta y quinta línea de transmisión del Comahue finalizados en 1999 y 2011, respectivamente, no existen limitaciones en el transporte de energía hacia los centros de mayor demanda.

Como operador del sistema de transmisión de 500 kV, la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (“Transener”) percibe tres tipos de pagos por operar el SADI. Estos pagos consisten en un cargo variable, que es un pago por transmisión de energía a través del SADI, y dos cargos fijos: (i) por capacidad de transmisión por operar y mantener el equipo de transmisión del SADI y (ii) por conexión por operar y mantener la conexión y el equipo de transformación (como ser interruptores, interruptores de circuito, dispositivos protectores y transformadores). El costo de Capex por la utilización de este sistema es directamente proporcional a la energía que se transmite a través del sistema y a la distancia por la que es transmitida, e inversamente proporcional a la capacidad utilizada por terceros. A la fecha del presente, Capex cuenta con todos los permisos necesarios para conectar sus líneas de transmisión al SADI.

A continuación se incluyen las producciones y ventas de los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021
	en Miles MWh		
Producción	4.660	4.842	3.387
Factor de carga (*)	79,8%	82,3%	57,5%

(*) Los factores de carga fueron calculados basándose en una capacidad bruta de 672 MW (ISO).

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2023	30.04.2022(*)	30.04.2021 (*)
	en miles de \$		
Ventas	12.651.405	15.667.994	11.936.646

El gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMMESA se expone en Petróleo y Gas (“Gas remunerado por CAMMESA”).

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

4. Energías Renovables:

(a) Generación de energía eólica:

La Sociedad a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, desarrolló y construyó dos parques eólicos: (i) PED I, con una potencia instalada de 6,3 MW, explotado por Hychico desde el año 2009 y (ii) PED II con una potencia instalada de 27,6 MW, explotado por EG WIND desde el año 2019 y adjudicado bajo el programa de Energías Renovables Renovar 2.0 (Resolución 488-E/17 del ME&M). Ambos parques eólicos se encuentran cercanos a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia de Chubut. La energía generada en los parques eólicos es vendida a CAMMESA bajo contratos de largo plazo.

Como parte de la estrategia de la Emisora y su grupo económico, se pretende contar con una plataforma de proyectos locales de generación de energía renovable que nos permita incrementar nuestra capacidad instalada en este segmento de negocio. Para ello, se han identificado distintas localizaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica y solar en Argentina, y adicionalmente, se han suscripto acuerdos con los propietarios de dichas localizaciones con el objetivo de desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. A la fecha, existen contratos para desarrollos de energía eólica en las provincias de Buenos Aires (partido de Benito Juárez), Neuquén (zona de Agua del Cajón) y Chubut (zona de Pampa del Castillo - La Guitarra). Esta última, a su vez, contempla el desarrollo de un proyecto para la producción de hidrógeno verde.

(i) Parque Eólico Diadema I

Hychico desarrolló el proyecto del Parque Eólico Diadema I en la Provincia de Chubut, ubicada en la Patagonia Argentina, debido a la abundancia del recurso eólico en particular y de otros recursos, tales como la amplia superficie disponible con baja densidad demográfica.

Con fecha 17 de junio de 2008, Hychico firmó un contrato con la firma Wobben Windpower Industria y Comercio Ltda. (“Wobben Windpower”), de origen brasilero, subsidiaria de ENERCON GmbH de origen alemán, para la provisión, transporte, instalación, montaje, puesta en marcha y operación de siete aerogeneradores modelo ENERCON E-44 de 900 kW. En forma simultánea, Hychico firmó un contrato con Wobben Windpower para la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por un período de 6 años con dos opciones de prórroga de 2 años cada una a favor de Hychico. Este contrato comenzó su vigencia a partir del 21 de diciembre de 2011, con posterioridad a la habilitación comercial del parque eólico.

En septiembre de 2008, tras haber realizado la evaluación del recurso eólico en forma muy satisfactoria, Hychico concretó con CAPSA, accionista controlante de la Emisora, un contrato de comodato (derecho de uso y goce gratuito) sobre los terrenos en los que se construiría su parque eólico, ubicados en un yacimiento de petróleo y gas operado por CAPSA. El plazo original de este acuerdo era de 10 años. En mayo de 2009, CAPSA e Hychico modificaron la vigencia del comodato acordado, fijándose como nuevo plazo de vencimiento el 28 de febrero de 2027.

A fines del 2010 se inició su construcción e inició su operación comercial el 8 de diciembre del 2011. El PED I está constituido por 7 aerogeneradores con una potencia total instalada de 6,3 MW y produce energía eléctrica con un factor de capacidad estimado del 49,5% para una probabilidad de excedencia del 50%. La energía eléctrica producida es despachada al SADI, para ser comercializada en el MEM.

La electricidad generada por Hychico es provista por la red nacional de electricidad de conformidad con un acuerdo suscripto con CAMMESA, el cual entró en vigencia el 1° de abril de 2012 en virtud de la Resolución N° 108/11 de la SE y mediante el cual CAMMESA se compromete a comprar hasta 361.755 Mwh o por 15 años, lo que suceda primero, a un precio de U\$S/Mwh 115.896 pagadero en Pesos al tipo de cambio aplicable dispuesto por la Comunicación “A” 3500 del BCRA.

El PED I ha operado con un alto nivel de eficiencia, entregando la energía generada al sistema interconectado nacional en la localidad de Diadema. Los factores de capacidad promedio con los que ha operado el PED I en los últimos ejercicios se ubican entre los más altos de la industria.

Ejercicio	2023/2022	2022/2021	2021/2020
Energía GWh	27,1	26,4	23,8
FC	49,0%	47,9%	43,1%

FC: energía real producida / energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal

(ii) Parque Eólico Diadema II

El 17 de agosto de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería, la cual convocó a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el Programa RENOVAR (Ronda 2)–, con el fin de celebrar contratos del mercado a término (denominados contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable), con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista – hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones del Programa. La Sociedad participó de la convocatoria con el proyecto PED II.

El 19 de octubre de 2017 la Sociedad presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II en el Programa RenovAr Ronda 2.0; el cual sería llevado a cabo por EG WIND S.A. en su carácter de sociedad de propósito específico. Si bien la oferta fue aprobada técnicamente a través de la Resolución E-450/2017, el 1º de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía informó a través de la Resolución E-473/2017 que el Proyecto no había resultado adjudicado y se invitó al ofertante a ofertar nuevamente bajo determinadas condiciones prefijadas.

La Sociedad participó en la nueva convocatoria y el Proyecto resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería. Con fecha 4 de junio de 2018 E G WIND suscribió con CAMMESA el contrato de construcción, puesta en marcha y abastecimiento de energía a partir de fuentes renovables por una potencia máxima de 27,6 MW y un período de abastecimiento de 20 años a un precio de US\$ 40,27 MWh más incentivos, a contar desde la fecha de la habilitación comercial e incluía la obligación de E G WIND de construir el PED II. Con motivo de dicha adjudicación, EG WIND obtuvo beneficios fiscales nacionales y provinciales, previstos en el programa RenovAr Ronda 2 en el marco de la Ley 26.190 y 27.191.

En mayo de 2018 CAPSA otorgó en usufructo a E G WIND un terreno ubicado en un yacimiento de petróleo y gas operado por CAPSA, para la construcción del Parque Eólico Diadema II. El plazo de este acuerdo es por un plazo de 20 años a partir de su inscripción en el Registro de la Propiedad Inmueble, por lo que dicho usufructo vence en mayo de 2038.

El PED II se encuentra ubicado en la Provincia de Chubut, y está compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,07 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,6 MW. La inversión total fue de aproximadamente US\$ 35,7 millones.

El PED II obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA con fecha 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación.

Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia – Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional existirán estas restricciones, las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece la “Obligación de tomar o pagar” que entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

El desempeño alcanzado por el parque durante los últimos 3 ejercicios anuales se reflejan en la siguiente tabla:

Ejercicio	2023/2022	2022/2021	2021/2020
Energía GWh	97,0	90,0	102,8
FC	42,5%	37,2%	42,5%

Es importante destacar que ambos parques (PED I y PED II) se vieron afectados por un incendio ocurrido el 25 de marzo de 2020 en la Estación Transformadora Diadema, que conecta los parques con el SADI, y como consecuencia del cual, los mismos quedaron desconectados. Los trabajos de restablecimiento de conexión y análisis de causa raíz se vieron afectados por la situación del Covid-19 y las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio establecidas por el Estado Nacional a través del Decreto Nacional Nro. 297/2020. Este hecho fortuito se informó oportunamente tanto a la Secretaría de Energía de la Nación como a CAMMESA, presentando posteriormente los informes de perturbación correspondientes. La reconexión de ambos parques fue el 22 de mayo de 2020.

(a) Planta de hidrogeno

La Sociedad, a través de Hychico, desarrolló y construyó una Planta de Hidrógeno ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut. Como parte del proceso de producción de energía, el agua es inyectada en la planta para luego separar el Hidrógeno del Oxígeno. La planta posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h y de oxígeno de 30 Nm³/h, un compresor de oxígeno, un equipo motogenerador de energía eléctrica de 1,4 MW, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno y los sistemas auxiliares. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno de alta pureza (99,998%) con gas natural para alimentar a un generador de 1,4 MW equipado con un motor de combustión interna especialmente adaptado para funcionar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno.

A partir de la producción de hidrógeno y oxígeno, Hychico realiza dos actividades: (i) prestación del servicio de fasón para la producción de energía; y (ii) venta de oxígeno.

(b) Generación de energía a partir de hidrógeno:

(i) Servicio de fasón para la producción de energía

A partir del 1° de marzo de 2009 Hychico comenzó a prestar un servicio de generación de electricidad –por ejemplo el servicio de procesamiento o transformación sobre materia prima provista por terceras partes a un precio acordado- (“servicio de fasón”) a CAPSA, por el cual CAPSA entrega a Hychico hasta 7.000 Nm³/d de gas natural a 9.300 kcal/m³ para que sea utilizado como insumo. Los servicios de fasón de Hychico consisten en la provisión de energía a 1Mw/h por cada 270 m³ de gas recibido por parte de CAPSA. Por su parte, Hychico adiciona a dicho combustible el hidrógeno producido en su planta y genera la energía eléctrica, que es luego entregada a CAPSA en el punto de conexión entre la planta en cuestión y la red interna de CAPSA. En el marco de este acuerdo, Hychico se comprometió a utilizar el 100% de la capacidad de su planta para prestar el servicio de fasón a CAPSA.

A partir de noviembre de 2014 se estableció un precio variable en función de una fórmula de ajuste mensual, pudiendo renegociarse el mismo al vencimiento de cada año calendario. El precio promedio ponderado que recibió Hychico por este servicio durante los ejercicios anuales finalizados al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 fue de 39,04U\$S/MWh, 36,28 U\$S/MWh y 35,27 U\$S/MWh, respectivamente.

Cabe señalar que, en este proceso, Hychico alcanza proporciones de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, lo cual se encuentra por encima de los rangos internacionales usuales para motores de alta potencia logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido al empleo del hidrógeno en la mezcla combustible.

(ii) Oxígeno

Con fecha 18 de noviembre de 2008, Hychico celebró un acuerdo de abastecimiento de oxígeno con Air Liquide Argentina S.A. (“ALASA”), el cual fue extendido en sucesivas ocasiones, y ha sido renegociado. Mediante la última adenda al acuerdo, Hychico se comprometió a suministrar a ALASA determinados volúmenes de oxígeno de distinto grado de pureza con un precio diferencial, y ALASA se comprometió a comprar un volumen “*Take or Pay*” (Tome o Pague) de oxígeno de 6.900 Nm³ por mes a un precio promedio de U\$S 1/Nm³, el cual se ajusta mensualmente considerando tres tipos diferentes de oxígeno.

Asimismo, ALASA tiene a su cargo la operación y mantenimiento del sistema de despacho de oxígeno durante la vigencia del mismo.

En el contrato vigente se fijan tres precios diferenciales para el oxígeno en función de la metodología de envasado que utiliza ALASA: i) oxígeno de envasado industrial, ii) oxígeno envasado tipo LASAL, y iii) oxígeno envasado en la modalidad de alta pureza.

El 23 de diciembre de 2022 se firmó una nueva adenda retroactiva al 1 de octubre de 2022, con una vigencia de 1 año. Este nuevo acuerdo contempla únicamente la comercialización de Oxígeno de Alta Pureza y reduce el compromiso Take-or-pay a 3,000 Nm3 por mes. Adicionalmente, se ajustó el precio de venta a unos U.S.\$ 6/Nm3, manteniendo la fórmula de ajuste mensual de los acuerdos anteriores.

La planta productora de hidrógeno y oxígeno le permite a la Sociedad posicionarse como un participante en la producción de hidrógeno como vector de energía y de energías renovables, cuya incidencia en la matriz energética de las naciones es creciente. A tal fin, Hychico ha identificado diferentes locaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica y solar en la Argentina y ha ejecutado los contratos necesarios con los superficiarios de dichas locaciones a fin de poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. Asimismo, en la medida que se generen las condiciones propicias en la Argentina, se continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua en la Patagonia con miras a su exportación a los mercados internacionales que ya hoy muestran sus necesidades futuras.

A continuación se incluyen las ventas por segmento de energía renovable para los ejercicios detallados.

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04. 2023	30.04.2022(*)	30.04.2021(*)
Ventas			
Energía eólica	1.822.816	2.063.418	2.502.797
Servicio de fason energía eléctrica	85.664	95.122	100.284
Oxígeno	38.099	36.379	35.995
Total	1.946.579	2.194.919	2.639.076

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Energía Solar

En cuanto a los proyectos solares, continuamos con la exploración de proyectos y terrenos para fortalecer el portafolio de proyectos. A la fecha del presente, se firmó un acuerdo para adquirir los derechos de desarrollo de un proyecto de energía solar de 20 MW, ampliable a 130 MW, en la Provincia de San Luis.

FACTORES DE RIESGO

La inversión en títulos acarrea un alto grado de riesgo. Antes de tomar una decisión de inversión, los compradores potenciales deben considerar cuidadosamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y objetivos de inversión, toda la información que se incluye en este Prospecto, en particular, los factores de riesgo que se describen a continuación y en el Suplemento de Prospecto correspondiente (si hubiera), en relación con la República Argentina, la Emisora y la inversión en las Obligaciones Negociables.

Este Prospecto también contiene ciertas declaraciones a futuro que acarrearán riesgos e incertidumbres. Véase “Declaraciones Sobre Hechos Futuros” de este Prospecto. Los resultados de Capex podrían diferir significativa y adversamente de aquéllos previstos en las declaraciones a futuro debido a ciertos factores, incluyendo los riesgos descritos a continuación o en otra sección de este Prospecto.

Riesgos relacionados con la República Argentina

La situación financiera internacional podría afectar adversamente la economía argentina

La economía y los mercados financieros y de títulos de la Argentina están influenciados, en diversos grados, por las condiciones económicas, financieras y políticas de los mercados globales. Si bien dichas condiciones varían de país a país, la percepción de los inversores de los eventos que se producen en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capital a, y los títulos de, emisores en otros países, incluyendo la Argentina.

Durante la crisis financiera global del año 2008 que se inició con la caída de Lehman Brothers en Estados Unidos, Argentina vio afectada su situación económica y crediticia en razón de la crisis bancaria y financiera originada en los Estados Unidos, por las tenencias de las entidades financieras de carteras de créditos para la vivienda de alto riesgo (denominados en idioma inglés como *subprime*) y por otros eventos que afectan al sistema financiero global y a las economías desarrolladas. Desde el comienzo de la crisis, las principales instituciones financieras del mundo han sufrido pérdidas considerables, la desconfianza en el sistema financiero internacional ha aumentado, y varias entidades financieras han cesado su actividad o han sido rescatadas por los reguladores de sus países. La desestabilización del sistema financiero rápidamente se trasladó a la industria y al comercio estadounidense e internacional, no sólo por verse limitado el financiamiento de los mismos, sino también por haber sido afectado el ahorro de los consumidores, sus fuentes laborales, así como sus expectativas, potenciando la recesión y generando una disminución del consumo, del comercio internacional y de la producción industrial. En función de ello, el gobierno de los Estados Unidos aprobó una serie de planes para destinar miles de millones de Dólares a fin de mitigar las consecuencias de la mencionada crisis.

Por su parte, los gobiernos europeos ejecutaron otros planes de salvataje para frenar la inestabilidad del sistema financiero y detener así la caída de los mercados, por un total de aproximadamente 1,96 billones de Dólares. Sin embargo, ciertos países de la zona del Euro continúan evidenciando dificultades económicas por la recesión que los afecta y el déficit fiscal, particularmente a España, Grecia e Italia. Asimismo, los gobiernos de los países centrales conjuntamente con los del G-20 diseñaron y sancionaron medidas destinadas a fortalecer los balances de los bancos y de las principales compañías industriales, mediante la estatización parcial o el otorgamiento de préstamos blandos, todo ello con el objeto de mantener el nivel de actividad de la economía local e internacional. En ese sentido, las reformas se dirigieron a rediseñar la arquitectura financiera internacional y de los organismos internacionales.

Por otra parte, el 23 de junio de 2016, en el Reino Unido se realizó un referéndum respecto de si el Reino Unido debía seguir siendo parte o no de la Unión Europea, el cual fue denominado “*Brexit*” por su abreviatura en inglés, que significa la salida del Reino Unido de la Unión Europea. La salida se produjo el 31 de enero de 2020. Esta decisión de Reino Unido ha causado y se prevé que seguirá causando serias incertidumbres e inestabilidad en los mercados financieros.

Asimismo, las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China podrían afectar el comercio internacional. Al respecto, la anterior administración del gobierno de los Estados Unidos aplicó nuevos o mayores aranceles a ciertos productos importados

de China quien a su vez, en represalia, aplicó y anunció un plan para aplicar, aranceles adicionales a un amplio rango de productos estadounidenses. En ese sentido, existe la preocupación de que la imposición de aranceles adicionales por parte de los Estados Unidos o China podría resultar en la imposición de aranceles por parte de otros países también, conduciendo a una potencial “guerra” comercial que, a su vez, podría afectar adversamente el crecimiento económico mundial. Al respecto, en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial del 5 de octubre de 2018, el FMI advirtió que la intensificación de las tensiones comerciales y el consiguiente recrudecimiento de la incertidumbre en torno a las políticas podrían empañar el optimismo de las empresas y los mercados financieros, desencadenar volatilidad en los mercados financieros y ralentizar la inversión y el comercio internacional. El 15 de enero de 2020 se firmó la fase 1 de un acuerdo comercial entre Estados Unidos y China.

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.

El 4 de noviembre de 2020, se eligió al actual presidente de los Estados Unidos, resultando electo Joe Biden, quien asumió la presidencia el 20 de enero de 2021. Sin perjuicio de que Biden ha tomado una postura más moderada desde el punto de vista comercial, a diferencia de la postura del presidente anterior Donald J. Trump, aún existe 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. De acuerdo con informes de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos, el índice de precios interanual a enero de 2022 fue de 7,5%, lo que la convierte en el índice de inflación más alto desde junio 1982, y del 6,4% a enero de 2023. La Compañía no puede predecir cómo evolucionará la relación con los Estados Unidos, cuál será el efecto que las medidas adoptadas por la actual administración puedan causar en las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros globales, ni cual podría ser el efecto de una escalada inflacionaria en Estados Unidos sobre la economía mundial.

Asimismo, las crisis en Medio Oriente y África como así también el acaecimiento de desastres naturales, podrían tener un impacto aún mayor sobre el precio del crudo, en cuyo caso las economías en desarrollo podrían verse afectadas.

La situación mundial descrita pudo y podría tener efectos significativos de largo plazo en América Latina.

Además, los acontecimientos políticos y económicos que se suscitan en los principales socios comerciales de Argentina, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener efectos nocivos, y en caso de extenderse en el tiempo o profundizarse, efectos materialmente negativos, en la economía argentina, el sistema financiero y el mercado bursátil argentino.

Al respecto, el 2 de octubre de 2022, asumió el actual presidente de Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva. La Emisora no puede predecir cuál será el impacto en la economía global, y particularmente en Argentina, de las políticas que la actual administración de Brasil pudiera tomar y, consecuentemente, en los resultados del negocio, las condiciones financieras y el resultado de las operaciones de la Emisora.

En el mes de octubre de 2019 en Chile comenzaron 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 han generaron importantes daños económicos, una fuerte devaluación del peso chileno, pérdidas de miles de puestos de trabajo y numerosas muertes. Con fecha 25 de octubre de 2020 se llevó a cabo un plebiscito cuyo objeto fue determinar si la ciudadanía estaba de acuerdo con iniciar un proceso constituyente para generar una nueva constitución, resultando ganadora la propuesta por modificar la constitución. El 15 y 16 de mayo de 2021 se llevaron a cabo las elecciones para elegir a los integrantes de la convención encargada de redactar una nueva constitución, en la que los independientes lograron casi un tercio de los puestos, y en las que los partidos políticos tradicionales obtuvieron una representación muy inferior a la esperada. Asimismo, el 19 de diciembre de 2021, luego de las elecciones generales celebradas el 21 de noviembre, el candidato Gabriel Boric, miembro de la coalición de izquierda Apruebo Dignidad, se impuso en el ballottage a José Antonio Kast asumiendo el cargo de Presidente de Chile el 11 marzo de 2022. El nuevo texto constitucional fue sometido a referéndum popular (llamado de salida) el que fue rechazado.

Posteriormente se llamó a una nueva constituyente donde resultó ganador el partido político de Kast. El Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile, de diciembre de 2022, calculó una inflación anual para 2022 del 12,3%, y prevé que para 2023 la inflación total promediará 6,6%. El informe prevé que el PIB habrá crecido 2,4% en 2022, y caerá entre -1,75 y -0,75% en 2023.

En el Estado Plurinacional de Bolivia el 20 de octubre de 2019 se celebraron elecciones presidenciales y legislativas para el período 2020-2025. Tras acusaciones de fraude y protestas, el presidente electo renunció a la presidencia de Bolivia y se exilió primero en México y luego en Argentina. Finalmente, el Congreso de Bolivia anuló las elecciones y decidió convocar a nuevas elecciones, en las que resultó electo otro presidente, que asumió el cargo el 8 de noviembre de 2020. El Ministerio de Economía y Finanzas de Bolivia proyectó un crecimiento del PBI del 4,8% en 2023, pese a la estimación del Banco Mundial que redujo la proyección a 2,5%.

Asimismo, una nueva crisis sanitaria podría exacerbar riesgos políticos, sociales, económicos, de mercado y financieros preexistentes y podrían afectar negativamente a la economía global, así como a las economías de países individuales, el desempeño financiero de empresas y sectores, y a los mercados en general de maneras significativas e imprevistas, como, por ejemplo, la mayor tensión entre China y Estados Unidos producto de la pandemia del Covid-19.

En esa línea, en el contexto de la pandemia del Covid-19, y en función de los esfuerzos por contener su expansión, se cerraron fronteras y se impusieron restricciones e interrupciones a viajar, a las operaciones comerciales, cadenas de suministro y actividades de los consumidores, cancelación y restricción de eventos, cancelación y limitación de servicios, desafíos considerables en la industria médica, y cuarentenas. Dichas circunstancias provocaron una significativa volatilidad y caídas en los mercados financieros mundiales, incluyendo los mercados de petróleo y *commodities*. En particular, esa clase de medidas tomadas por los principales socios comerciales de Argentina (como Brasil, la Unión Europea, China y Estados Unidos) han derivado en una contracción de dichas economías, impactando en la balanza comercial y en la economía de Argentina producto de una caída en el precio de los principales productos de exportación argentinos y la reducción del volumen transado.

Por otra parte, el 24 de febrero de 2022, el presidente de la Federación Rusa, Vladimir Putin, anunció el inicio de una operación militar en la región del Donbás, al este de Ucrania. A partir de ese momento, las tropas rusas han atacado varias regiones del país, incluida la capital Kiev, en un conflicto bélico de final incierto que se extiende a la fecha de este Prospecto.

La respuesta del mundo a la invasión rusa de Ucrania ha sido sin precedentes: el sistema bancario ruso fue excluido del sistema de comunicación interbancario internacional SWIFT y sus reservas de oro y divisas rusas en el extranjero fueron congeladas; Estados Unidos y la Unión Europea cerraron su espacio aéreo a Rusia e impusieron restricciones a la exportación de bienes y tecnología para la refinación de petróleo; el FMI resolvió la suspensión inmediata de todos sus programas de ayuda en Rusia y Bielorrusia.

Las diversas sanciones económicas y políticas internacionales que recibió Rusia en respuesta a la invasión militar a Ucrania, afectaron directamente la economía rusa: el rublo, la moneda rusa, llegó a depreciarse en más del 62 % desde el día previo al inicio de la invasión, el Banco de Rusia elevó desde el 9,5 % hasta el 20 % el tipo de interés, las autoridades rusas resolvieron asimismo el cierre momentáneo de la Bolsa de Moscú y prohibieron la venta de acciones de empresas locales que cotizan en la plaza bursátil y se prohibió también que los emisores de deuda rusa, ya sea soberana o corporativa, paguen intereses a inversores extranjeros. Sin embargo, en 2022 el PBI de Rusia experimentó una variación negativa del 2,1%, inferior a la esperada; se pronostica un crecimiento del 0,7% para 2023. A la fecha del presente Prospecto, la tasa de interés dispuesta por el Banco de Rusia se encuentra en el 7,50% y la moneda rusa ha caído a mínimos desde abril de 2022.

Como resultado de la invasión, se han generado fuertes impactos en las principales bolsas de comercio del mundo y en las relaciones económicas y comerciales de muchos países, entre ellos Argentina. En el corto plazo, el impacto más visible ha sido en los precios de la energía -petróleo y gas- y las *commodities* agrícolas. Ucrania es el cuarto mayor exportador de maíz y trigo y el mayor exportador mundial de aceite de girasol, con Rusia y Ucrania exportando juntos el 29% del suministro mundial de trigo y el 75% de las exportaciones mundiales de aceite de girasol. Por su parte, Rusia es el segundo gran exportador de petróleo en el mundo y el mayor productor de gas natural. Ello llevó a que el precio del trigo alcanzara su valor más alto desde hace décadas, y que los precios mundiales del petróleo superaran los USD 110 por barril, junto con un récord en el precio del gas natural. Los efectos de la guerra en la economía global y en los mercados financieros a la fecha de este Prospecto continúan

desarrollándose y generando especulaciones e incertidumbre en los mercados. No es posible asegurar que a corto o largo plazo las consecuencias de la guerra no afecten significativamente la economía mundial y argentina y, por ende, los negocios financieros de la Emisora. De hecho, la volatilidad en los precios del petróleo y de las principales materias primas pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio, y como consecuencia de ello en las operaciones de la Emisora y en su capacidad para enfrentar las deudas contraídas.

La ocurrencia o la intensificación de cualquiera de esos supuestos (u otros similares) podrían ocasionar un impacto sustancial adverso en la economía de la Argentina y en el precio de los valores negociables emitidos por empresas argentinas, incluyendo las Obligaciones Negociables. Además, la contracción económica mundial y la consecuente inestabilidad del sistema financiero internacional han tenido y podrían continuar teniendo un efecto negativo sobre la economía argentina, lo que a su vez podría afectar adversamente la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones y los negocios de la Sociedad y, en especial, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

La Emisora depende ampliamente de las condiciones macroeconómicas de Argentina

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que la economía argentina crecerá o cuándo el país saldrá de la recesión sobre bases sólidas, especialmente en virtud de la crisis generada por la pandemia de Covid-19 y las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional a fin de controlar los efectos de la pandemia del Covid-19, la cual debilitó la economía argentina durante 2020 y ha aumentado la incertidumbre sobre la evolución de la economía Argentina en 2021 y en los años subsiguientes, en una medida que no se puede estimar a la fecha de publicación de este Prospecto. Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, o la economía continuara contrayéndose, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional o bien incentivar la actividad económica doméstica, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

En tal sentido, el Estado Nacional, mediante la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019, dispuso declarar “la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social”.

La economía argentina presenta las siguientes características:

- conforme a estimaciones publicadas por el INDEC en el 2023, en el año 2020, el producto bruto interno (“PBI”) de la Argentina se contrajo un 9,9% en comparación con el año 2019. No obstante, en un contexto de recuperación de la actividad económica post pandemia, el PBI de la Argentina tuvo un incremento de 10,4% durante el 2021, y un incremento del 5,2 durante el 2022. A su vez, el PBI desestacionalizado del cuarto trimestre de 2022, con respecto al tercer trimestre de 2022, arroja una variación negativa de 1,5%, mientras que la tendencia ciclo exhibe una variación positiva de 1,9%. 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;
- el FMI, en su informe sobre las Perspectivas Económicas Mundiales (*World Economic Outlook*) de abril de 2023, proyectó un crecimiento del PBI del 0,2% de la economía argentina para 2023, reduciendo la proyección del 2% informe anterior;
- en su informe de junio de 2023, el Banco Mundial cambió drásticamente la estimación del crecimiento del PBI argentino de 2% para 2023, a una reducción proyectada del 2%, producto de la sequía, la desaceleración económica de Brasil, la escasez de divisas y la inflación. Sin embargo, prevé un crecimiento del 2,3% para el 2024;
- 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;
- el gobierno argentino podría intensificar las restricciones relacionadas con las exportaciones e importaciones de

- bienes y servicios y con el acceso al mercado cambiario;
- podría tener lugar una cantidad considerable 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 se puede 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; y
- 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.

Tal como sucedió en el pasado reciente, la economía argentina podría verse negativamente afectada si las presiones políticas y sociales impiden la implementación por parte del Gobierno Argentino de políticas destinadas a controlar la inflación, generar crecimiento y elevar la confianza de los consumidores e inversores, o si las políticas implementadas por el Gobierno Argentino diseñadas para alcanzar estas metas no son exitosas. Estos hechos podrían afectar negativamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía o generar una caída en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una gran volatilidad en las últimas décadas, caracterizadas por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y depreciación de la moneda. El crecimiento económico sustentable del país depende de diversos factores, incluyendo la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del Peso frente a las monedas extranjeras, la confianza entre los consumidores y los inversores locales y extranjeros, un índice de inflación estable, los niveles de empleo y las circunstancias políticas y sociales de la Argentina.

En consonancia con ello, con fecha 2 de julio de 2022, el Sr. Martín Guzmán anunció su renuncia al cargo de Ministro de Economía de la Nación, y en su reemplazo, con fecha 4 de julio de 2022 asumió la Sra. Silvina Batakis quien tras 24 días en su cargo, el día 28 de julio presentó su renuncia. En la misma fecha, el Sr. Presidente Alberto Fernández expresó la necesidad de reorganizar las áreas económicas de su gabinete anunciando la unificación de los Ministerios de Economía, Desarrollo Productivo y Agricultura, asumiendo el Sr. Sergio Massa el cargo de Ministro. Siendo que en el mes de octubre de 2023 se celebrarán las elecciones para definir quiénes estarán a cargo del Poder Ejecutivo de la Nación, se proyectan cambios en las políticas a llevarse adelante en el año en curso. La Emisora no puede predecir las consecuencias políticas y económicas de las medidas del actual Ministro, ni del eventual cambio una vez ocurridas las elecciones (ya sea tanto de las primarias como de las generales) La Emisora no puede asegurar que esto no genere una mayor volatilidad e impacto en la economía argentina. 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 Capex (sucesos éstos sobre los que Capex no tiene control) no puedan tener un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Sociedad o no tengan un impacto negativo en la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

La Compañía podría estar expuesta a fluctuaciones del tipo de cambio

La depreciación constante del Peso durante los últimos años ha tenido y sigue teniendo un impacto negativo en la economía, y también ha llevado a un aumento de la inflación, que a su vez tiene un impacto directo sobre los salarios reales. Además, nuestros resultados de operación están expuestos a fluctuaciones cambiarias, y cualquier depreciación del Peso frente al Dólar y otras monedas fuertes puede afectar adversamente nuestro negocio y el resultado de nuestras operaciones.

En 2020, el Peso se depreció pronunciadamente frente al Dólar y otras monedas extranjeras. De acuerdo con la Comunicación “A” 3500 del BCRA, el tipo de cambio Peso/Dólar se ubicó en \$ 84,15 por US\$ 1,00 al 31 de diciembre de 2020, en \$ 102,75 por US\$ 1,00 al 31 de diciembre de 2021, y en \$ 177,13 por US\$ 1,00 al 31 de diciembre de 2022, evidenciando una devaluación del Peso de aproximadamente 40,5% de su valor al 31 de diciembre de 2019, del 22,07% al 31 de diciembre de 2020, y del 72,4% al 31 de diciembre de 2022. Al 30 de abril de 2023, fecha de cierre del último ejercicio anual, de acuerdo con la información publicada en el Banco Nación, el tipo de cambio vendedor por cada Dólar era de \$222,69 por cada US\$1,00. Para

mayor información sobre los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre de cada período véase el apartado “*Tipos de Cambio*” del presente Prospecto. Como resultado de la mayor volatilidad del Peso, el gobierno argentino y el BCRA implementaron varias medidas para estabilizar su valor, incluyendo, entre otras, regulaciones cambiarias más estrictas, un aumento en las tasas de interés de corto plazo y la venta de reservas de moneda extranjera realizada por el BCRA. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Durante el mes de septiembre de 2019 se reintrodujeron 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. Dichos controles cambiarios aplican a 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 u otras circunstancias macroeconómicas 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 nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Aproximadamente el 51,9% de los ingresos de la Compañía provienen de las ventas en Argentina y el 48,1% de las ventas en mercados internacionales. Aunque parte de las ventas en Argentina sean denominadas en Dólares, son cobradas en Pesos, al tipo de cambio de ese momento. Además, las ventas en el mercado internacional son repatriadas y convertidas a Pesos dentro de 5 días hábiles de su percepción, de conformidad con la normativa de exterior y cambio existentes en Argentina.

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 Sociedad 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 Capex. La devaluación del Peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de la Compañía 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.

Efectos de la inflación sobre los mercados de crédito y sobre la economía argentina en general

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno de estimular el crecimiento económico. Argentina ha experimentado una considerable inflación desde diciembre de 2001, un sustancial incremento acumulado del IPC y del Índice de Precios Mayoristas (“IPM”).

Este nivel de inflación reflejó tanto el efecto de la devaluación del Peso sobre los costos de producción como una modificación importante de los precios relativos, lo que se compensó parcialmente con la eliminación de los ajustes tarifarios y la gran caída de la demanda como resultado de la importante recesión. Un entorno de alta inflación podría reducir la competitividad de la economía argentina a nivel internacional diluyendo los efectos de la devaluación del Peso, impactar negativamente en el nivel de actividad económica y en el empleo, y perjudicar la confianza en el sistema bancario, lo que podría limitar aún más el acceso al crédito de las empresas locales. El INDEC retomó la publicación del IPM para un año completo a partir de 2016.

Según datos publicados por el INDEC, el IPM argentino aumentó un 35,4% en 2020, un 51,3% en 2021, y un 94,8% en 2022, comparado interanualmente. Asimismo, el IPM interanual al 30 de junio de 2023 conforme a los datos publicados por el INDEC es del 112,8%.

Por su parte, el IPC para los años 2020, 2021 y 2022 fue del 36,1%, 50,9% y 94,8%, respectivamente. Por su parte, para enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2023 fue del 6,0%, 6,6%, 7,7%, 8,4%, 7,8% y 6,0% respectivamente, lo que podría dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, limitar la capacidad de la Compañía de acceder al crédito y al mercado de capitales.

El Gobierno Argentino implementó programas para controlar la inflación y monitorear los precios de los bienes y servicios esenciales, entre ellos el congelamiento de precios de productos de supermercados y a través de acuerdos de mantenimiento de precios con empresas del sector privado de diferentes sectores y mercados. Los ajustes del Gobierno Nacional de las tarifas de electricidad y de gas, así como el aumento en el precio de la nafta han afectado los precios, creando presiones inflacionarias adicionales. Dichas medidas podrían tener un efecto financiero adverso en relación con los ingresos en Pesos percibidos por compañías argentinas.

Una alta tasa de inflación podría afectar la competitividad de Argentina en el extranjero mediante la dilución de los efectos de la depreciación del Peso, impactando negativamente en la contratación laboral y en el nivel de actividad económica, y perjudicando la confianza en el sistema bancario argentino, lo que a su vez podría limitar la disponibilidad del crédito nacional e internacional para las empresas.

A partir del 1 de julio de 2018, el Peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Compañía está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida corriente al cierre del año sobre el que se informa, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Compañía

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

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

A partir del 1 de enero de 2018, se aplicó la indexación respecto de impuestos, cuando la variación del IPC hubiera superado el 55% para 2018, 30% para 2019 y 15% para 2020. El ajuste por inflación correspondiente al ejercicio que se liquide incide como un ajuste positivo o negativo, según corresponda, y debe imputarse un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos ejercicios fiscales inmediatos siguientes. El 23 de diciembre de 2019, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.541, que estableció que el resultado positivo o negativo generado por la aplicación del ajuste por inflación correspondiente al primer y segundo ejercicio económico a partir del 1 de enero de 2019, será imputado de la

siguiente forma: un sexto (1/6) en ese mismo ejercicio, y los cinco sextos (5/6) restantes en partes iguales en los cinco ejercicios económicos subsiguientes. Lo establecido en dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores. Lo establecido en dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias (tal como se define más adelante). Para los ejercicios siguientes el ajuste por inflación se imputa en el ejercicio sin diferimiento.

La Ley N° 27.701, mediante la cual se aprobó el Presupuesto Nacional del año 2023, estipuló que los contribuyentes que por aplicación del Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias determinen un ajuste por inflación fiscal positivo en el primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2022 inclusive (para la Sociedad aplica para los ejercicios que finalicen el 30 de abril de 2023 y 2024), podrán imputar un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

El cómputo del ajuste por inflación positivo, en tercios, solo resultará procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso –excepto automóviles–, durante cada uno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a \$ 30.000 millones. El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio. Para más información véase la nota 13 a los estados financieros consolidados finalizados al 30 de abril de 2023 de la Sociedad.

La Compañía, que incluyó los ajustes correspondientes en virtud de la variación del IPC en la preparación de sus estados financieros y utiliza como moneda funcional al Peso (moneda en la que también son presentados los estados financieros), no puede predecir el impacto futuro que tendrá en sus estados financieros la eventual aplicación de la indexación fiscal y los ajustes por inflación relacionados antes detallados, ni los efectos sobre su actividad, resultados de sus operaciones o su situación patrimonial y financiera.

La situación macroeconómica argentina implicó que el país sea considerado como un mercado “standalone” dentro del Morgan Stanley Capital Index (“MSCI”), lo que podría afectar el acceso al financiamiento para el país y la Compañía.

De acuerdo con el informe del MSCI en su índice bursátil con vigencia a partir de noviembre de 2021, Argentina es considerada un mercado “standalone”. La inversión en los mercados de estas características 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.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. Asimismo, la volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en otros mercados emergentes y “standalone”, así como los aumentos potenciales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de los valores negociables y en la capacidad y los términos en los que la Compañía puede acceder a los mercados de capitales internacionales.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, podría limitar la capacidad de la Emisora para acceder al crédito y los mercados de capital

Antes de 2015 se cuestionaba la credibilidad del IPC, así como también de otros índices publicados por el INDEC.

El 13 de febrero de 2014, el INDEC implementó un nuevo índice de precios. Este nuevo índice de precios representó el primer indicador nacional para medir la variación de los precios al consumidor final por hogares. A diferencia del índice anterior, que sólo medía la inflación en el área urbana de la Ciudad de Buenos Aires, el nuevo índice de precios fue calculado midiendo precios de mercaderías en toda la población urbana de las 24 provincias de Argentina. A pesar de que esta metodología acercó las estadísticas de inflación a las estimadas por fuentes privadas, durante 2015 continuaron existiendo diferencias sustanciales

entre los datos de inflación oficiales y las estimaciones privadas. En noviembre de 2015, el INDEC suspendió la publicación del IPC y del IPM.

El 8 de enero de 2016, basada en su determinación de que el INDEC no había emitido información estadística confiable, en particular respecto del IPC, el PIB, la inflación y las cifras sobre el comercio exterior, así como tampoco respecto de las tasas de pobreza y desempleo, el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el INDEC. El INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos hasta que se concluyó en junio de 2016 un reordenamiento de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de emitir información estadística confiable. Durante el período de suspensión, el INDEC publicó a modo de referencia cifras sobre el IPC publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis para referencia, como un indicador estimado de la inflación a nivel nacional. En junio de 2016, el INDEC retomó la publicación de una tasa de inflación oficial utilizando una nueva metodología para calcular el IPC.

El 22 de septiembre de 2016, el INDEC retomó la publicación de los valores de la canasta básica de bienes y servicios. El 11 de julio de 2017, el INDEC comenzó a publicar el IPC que se basó en una investigación llevada a cabo por ese organismo y varias direcciones provinciales de estadísticas situadas en 39 áreas urbanas que incluyen a cada una de las provincias argentinas. La tasa de inflación oficial según el IPC por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue del 36,1%, del 50,9% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, y del 94,8% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Durante el año 2023, el nivel general del IPC acumulado registra hasta la fecha del presente Prospecto un alza del 115,6%, según el infome publicado el 13 de julio de 2023%.

Toda futura corrección o reexpresión requerida de los indicadores del INDEC podría resultar en una menor confianza en la economía argentina, lo que a su vez podría originar un efecto adverso sobre la posibilidad de acceso a los mercados de capitales internacionales para financiar las operaciones y crecimiento de la Compañía.

La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas, para impulsar el crecimiento económico, afectando así los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de Capex

En 2005 y en 2010 la República 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 US\$127 mil millones de su deuda soberana, regularizando en total más del 91% de la deuda elegible en forma conjunta para ambos canjes. Los acreedores “holdouts” que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países, incluido Estados Unidos.

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.

Luego de casi 15 años de litigios, en febrero de 2016 Argentina negoció y logró acuerdos de pago con una porción significativa de sus acreedores no aceptantes (acreedores “holdouts”). El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos del Gobierno Argentino por US\$ 16,5 mil millones a inversores internacionales, de los cuales US\$ 9,3 mil millones se aplicaron para satisfacer los pagos en virtud de los acuerdos de conciliación alcanzados con los titulares de la deuda en mora. El 22 de abril de 2016 Argentina notificó al juez competente en Estados Unidos que había efectuado el pago total en el marco de los acuerdos de pago celebrados con los acreedores. A pesar de que el volumen de los créditos involucrados o acreedores “holdouts” ha disminuido considerablemente, en diversas jurisdicciones continúan los juicios iniciados por bonistas que no aceptaron la oferta de pago de Argentina.

Asimismo, los accionistas extranjeros de diversas sociedades argentinas, junto con empresas de servicios públicos y ciertos bonistas que no participaron en las ofertas de canje antes mencionadas, presentaron reclamos ante el Centro Internacional de

Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), invocando que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional en 2002 no cumplen con los requisitos de tratamiento justo y equitativo de diversos tratados de inversión bilaterales de los que Argentina es parte. Algunos de estos reclamos han sido resueltos en contra de Argentina.

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.

Con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto N° 346/2020 mediante el cual el Gobierno Argentino 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 reestructuración 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. Adicionalmente, se autorizó al Ministerio de Economía a efectuar las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de los títulos cuyos pagos se difieren por medio del mencionado decreto, con el objeto de recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda externa pública. Por otro lado, en los meses de agosto y septiembre de 2020 y de conformidad con la Resolución N° 381 del Ministerio de Economía, se lanzó una invitación para adherir al canje de títulos elegibles denominados en Dólares o atados al Dólar (dólar-linked) bajo ley argentina. Mediante esa operación, se había alcanzado una aceptación de la oferta del 99,41% de los tenedores. Con fecha 4 de noviembre de 2020, mediante la Resolución N°540/2020 del Ministerio de Economía, se abrió nuevamente el canje, permitiendo a aquellos tenedores que no pudieron ingresar con anterioridad a la invitación de canje podrán hacerlo en sucesivos períodos de aceptación que se extenderán hasta el 28 de julio de 2021.

En paralelo, el Gobierno Argentino se encontraba negociando la refinanciación de parte de su deuda financiera con sus acreedores por bonos regidos bajo ley extranjera. El 20 de abril de 2020, el Gobierno Argentino presentó una oferta de canje a los tenedores de bonos bajo ley extranjera que contempla 3 años de gracia en los pagos, una extensión de plazos, una quita de aproximadamente 5,4% en el capital (US\$ 3.600 millones) y una quita de aproximadamente 62% en los intereses (US\$ 37.900 millones). Dicha propuesta fue oficializada por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia 391/2020 y fue prorrogada sucesivas veces, siendo la última prórroga oficializada a la fecha del presente Prospecto realizada el día 4 de agosto de 2020 por medio de la Resolución N° 350/2020 del Ministerio de Economía. Dicha prórroga extendió el plazo para la aceptación de la oferta hasta el 24 de agosto de 2020. Asimismo, el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino anunció que había llegado a un acuerdo con el Grupo Ad Hoc de tenedores de bonos soberanos argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina, el Grupo de tenedores de bonos Exchange, entre otros tenedores de bonos. El 16 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino emitió el DNU 676/2020 por medio del cual enmendó la propuesta de canje de conformidad con los términos del acuerdo alcanzado con los tenedores de bonos mencionados precedentemente, y cuyo vencimiento estaba previsto para el 28 de agosto de 2020. Finalmente, el 31 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino notificó que se había logrado una adhesión del 93,55%, y como consecuencia de las cláusulas de acción colectiva, dichas modificaciones resultan vinculantes para el 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

En paralelo, 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 US\$ 503 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. A su vez, entre los días 10 y 20 de noviembre de 2020, un equipo del FMI visitó la República Argentina para iniciar conversaciones formales respecto de la celebración de un nuevo programa para respaldar los planes económicos y financieros de la administración de Alberto Fernández. Según informa el FMI, ambas partes coincidieron en la necesidad de avanzar en la celebración de un programa bajo el Servicio Ampliado del FMI, caracterizado por incluir períodos de reembolso más largos.

En mayo de 2021, el Presidente Alberto Fernández, junto con el Ministro de Economía Martín Guzmán, se reunió con las

máximas autoridades de los socios del Club de París para solicitar la prórroga de las fechas de vencimiento de la deuda con dicho organismo. Asimismo, el presidente Alberto Fernández se reunió también en mayo, con la directora gerente del FMI, Kristalina Georgieva, por la renegociación de la deuda argentina.

En enero de 2022, el Gobierno Nacional anunció que se había alcanzado un acuerdo con el FMI para refinanciar el préstamo SBA tomado en 2018 por USD 44.000 millones (el “Acuerdo”). El entendimiento implica un nuevo programa de dos años y medio durante el cual el FMI hará revisiones trimestrales de las metas acordadas y desembolsos de dinero que la Argentina utilizará para cancelar el SBA y fortalecer las reservas. Luego habrá un período de 10 años para cancelar la refinanciación, que comenzaría en 2026. A cambio, la Argentina se comprometió, entre otras cuestiones, a reducir el déficit fiscal al 0,9% del PBI para el 2024, bajar la inflación desde el 52% interanual, aumentar las reservas del BCRA y eliminar poco a poco los subsidios a la energía.

En marzo de 2023, el directorio ejecutivo del FMI concluyó la cuarta revisión del Acuerdo, considerando que se cumplieron los criterios cuantitativos de desempeño hasta fines de diciembre de 2022 con cierto margen. Además, el directorio aprobó ciertas dispensas de incumplimiento y modificaciones a la meta de acumulación de reservas, y permitió un desembolso inmediato de alrededor de US\$5.400 millones.

A la fecha del presente Prospecto, el FMI mantiene continuas reuniones técnicas con las autoridades del Gobierno Nacional en pos de avanzar en la quinta revisión del programa respaldado por el FMI y llegar a un nuevo acuerdo de metas y desembolsos.

En virtud de lo dispuesto por la Ley 27.612 “De Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública”, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se dispone que todo programa de financiamiento y operación de crédito público realizado con el FMI requerirá de una ley aprobatoria del Congreso de la Nación, este Acuerdo fue aprobado por el Congreso de la Nación Argentina el 17 de marzo de 2022. El voto del Senado convirtió en ley el permiso parlamentario para que la Casa Rosada acuerde con el FMI una semana después de que Diputados le diese media sanción. Posteriormente, el 25 de marzo de 2022, el Directorio del FMI aprobó el Acuerdo con la Argentina y el Gobierno Nacional consiguió refinanciar los USD 45.000 millones, y como consecuencia recibió un primer desembolso de USD 9.800 millones para pagar los vencimientos de la semana siguiente. Si bien dicho Acuerdo ha generado importantes repercusiones políticas y económicas entre la oposición y los mercados, despejó la posibilidad de default y disminuyó la presión cambiaria del país. Sin embargo, la Argentina deberá cumplir con los compromisos asumidos, lo cual no estará exento de desafíos dado que el acuerdo con el FMI no resuelve los desbalances macro ni los problemas que acarrea la Argentina como la inexistencia de una deuda pública sostenible, las perspectivas de recuperar el acceso a mercados de capitales privados, y la incapacidad institucional y política de implementar un programa apoyado por el FMI.

Con fecha 24 de junio de 2021, la compañía estadounidense MSCI, en su informe de clasificación de mercado, reclasificó al mercado de la Argentina de la categoría de Mercados Emergentes a la categoría de Mercados Independientes o Standalone, clasificación que se reserva para aquellos países que tienen barreras de accesibilidad a los inversores extranjeros, tensiones políticas, mercados de capitales pequeños y economías pobres o que carecen de regulaciones adecuadas. En el caso de Argentina, la clasificación como mercado Standalone fue justificada en virtud de que la prolongada severidad de los controles de capital en el mercado de valores de la Argentina no está en línea con los criterios de accesibilidad al índice de Mercados Emergentes de MSCI. De este modo, Argentina quedó fuera de la clasificación de Mercado Emergente que compartía con países como Brasil, Chile, Colombia, México y Perú y pasó a compartir la categoría de Mercados Independientes con países como Jamaica, Panamá, Zimbabue, El Líbano y Palestina.

Como consecuencia de la reclasificación, diversas empresas argentinas sufrieron un impacto negativo en el valor de sus acciones y se espera que tengan, en el futuro, mayores dificultades para obtener financiamiento.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados, como así si podrá cumplir con todos los términos del Acuerdo arribado con el FMI o si logrará cumplir exitosamente la deuda 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 Acuerdo está sujeta a incertidumbre. La continua

depreciación del Peso, y el eventual no cumplimiento del Acuerdo por 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.

Asimismo, continúa existiendo un riesgo de que el país no atraiga inversiones directas del exterior y no capte fondos necesarios para reiniciar el ciclo de inversión y lograr tasas de crecimiento económico sustentable.

Podría ocurrir que el Gobierno Argentino no logre cumplir con el Acuerdo de renegociación de su deuda, afectando su capacidad de obtener financiación y de diagramar y aplicar reformas y políticas que impulsen el crecimiento económico. De ocurrir tal riesgo, la condición fiscal del país podría verse seriamente afectada, lo que podría originar mayor inflación y debilitar la capacidad del Gobierno Nacional de implementar políticas económicas diseñadas para promover el crecimiento.

La evolución de la economía argentina depende de la sustentabilidad de la deuda pública, incluida la del FMI y el Club de París

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de si la deuda de Argentina continuaría siendo sostenible. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos.

El 5 de febrero de 2020, el Congreso Nacional promulgó el Proyecto de Ley de Sostenibilidad de la Deuda que autoriza al Poder Ejecutivo, actuando a través del Ministerio de Economía, a realizar transacciones y negociaciones con los acreedores de Argentina para restaurar la sostenibilidad de su deuda pública externa.

El 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los socios del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US\$ 2.100 millones que originalmente vencía el 5 de mayo de 2020 de conformidad con los términos del acuerdo de conciliación que la Argentina había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el "[Acuerdo de conciliación del Club de París 2014](#)"). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los socios del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de conciliación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés. En junio de 2021 el Gobierno Argentino llegó a un acuerdo con el Club de París alcanzando el diferimiento de los pagos de las deudas hasta marzo de 2022 e incluye un desembolso a cuenta por US\$ 430 millones que se realizaría en dos cuotas, una por US\$230 millones, que ya fue abonada por Argentina el 28 de julio de 2021, y otra a finales de febrero de 2022, por US\$ 200 millones.

Con fecha 28 de octubre de 2022, el Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. El acuerdo es una adenda al Acuerdo de conciliación del Club de París de 2014 y reconoce un monto de capital por US\$ 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semi-anales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años Argentina devolverá un 40% del capital adeudado. A la fecha del presente Prospecto, el FMI confirmó que mantiene reuniones técnicas con el Ministerio de Economía de la Argentina en pos de llegar a un nuevo acuerdo que defina nuevas metas y desembolsos.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública Argentina, (véase "*La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas, para impulsar el crecimiento económico, afectando así los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de Capex*") los mercados internacionales continuaron mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por tanto, los indicadores de riesgo país se mantienen elevados. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o de que no se rebajarán, suspenderán o cancelarán. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestras operaciones comerciales (véase "*La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados de crédito y capital pueden afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiarlos u obtenerlos en términos aceptables*"). Como tal, cualquier efecto adverso en

nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras Obligaciones Negociables.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una compañía que opera en una economía de mercado independiente (standalone) como lo es la Argentina

De acuerdo con el informe del MSCI en su índice bursátil con vigencia a partir de noviembre de 2021, Argentina es considerada un mercado “standalone”. La inversión en los mercados de estas características 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.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. Asimismo, la volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en otros mercados emergentes y “standalone”, así como los aumentos potenciales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores y en nuestra capacidad y los términos de que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales.

No podemos asegurar que ninguno de los factores enumerados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina y otros mercados puedan no tener un efecto material adverso en nuestra capacidad para reunir capital, incluida nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo que afectaría negativamente a nuestros planes de inversión y consecuentemente nuestra condición financiera y resultados de operación, teniendo también un impacto negativo en los valores de negociación de nuestra deuda o valores de capital. No podemos garantizar el posible impacto adverso de los factores discutidos anteriormente en nuestra situación financiera y/o resultados de operaciones.

El hecho de no abordar adecuadamente ciertas cuestiones de deterioro institucional, 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. En el último Informe del Índice de la Corrupción de la Organización para la Transparencia Internacional publicado en el año 2022, la Argentina mantuvo el deterioro en la percepción de los niveles de corrupción evidenciado en 2021, manteniendo el mismo puntaje que en el informe de ese año, y ubicándose en el puesto 94 en 2022 entre 180 países. En el año 2020 se había ubicado en el lugar 78, por lo que el retroceso representa una caída de 16 escalones. Según informaron desde Transparencia Internacional, los motivos que explican la caída de la Argentina en el ranking anual fueron la situación de los acusados por hechos de corrupción detallados anteriormente, la relación del Gobierno con la Justicia y la falta de transparencia en la compra de vacunas contra el Covid-19.

Además, la economía argentina es sensible a los acontecimientos políticos locales. Dichos hechos políticos podrían generar incertidumbre y ser adversos para el desarrollo de un mercado estable de negocios en el país, lo que podría afectar la economía argentina e, indirectamente, el negocio, los resultados de operación y la situación financiera de la Compañía. A la fecha de este Prospecto, existen diversas investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de activos y corrupción que lleva adelante la Fiscalía Federal Argentina.

El Gobierno Argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían generar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desamparamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno Argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que

es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

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

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

El Gobierno Nacional ha endurecido los controles cambiarios, estableciendo mayores restricciones al acceso al MLC. Dichas restricciones pueden comprometer la disponibilidad de fondos de las empresas argentinas para el cumplimiento de sus obligaciones de pago en moneda extranjera.

La Compañía no puede predecir cómo evolucionarán las restricciones cambiarias actuales, particularmente las limitaciones sobre las transferencias de fondos al exterior, dado que el Gobierno Nacional podría imponer nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, modificar y adoptar otras medidas que podrían restringir la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables, para el caso de la Compañía) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Adicionalmente, como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios y del nivel de reservas de divisas en el Banco Central, la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio que surgieron implícitamente como resultado de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales perseguido para acceder a divisas (Dólar “MEP” o “contado con liquidación”), se ha incrementado durante 2021 y 2022, creando un diferencial de aproximadamente 102,76% con el tipo de cambio oficial al 31 de diciembre de 2021 y 68% al 31 de diciembre de 2022.

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 cambiarias, véase “*Información adicional – Controles de Cambio*”.

No puede garantizarse el impacto de este nuevo encuadre normativo, ni tampoco durante cuánto tiempo permanecerá vigente, ni pudiendo preverse, 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.

El elevado gasto público podría traer aparejadas consecuencias negativas para la economía argentina

El gasto público se incrementó significativamente durante la última década. El Gobierno Argentino adoptó diversas medidas para financiar su elevado gasto público, incluyendo, entre otras, recurrir al BCRA y a la ANSES para fondear sus necesidades financieras y a implementar una política monetaria expansiva que llevó a un alto índice de inflación.

Según la información estadística publicada por el Ministerio de Economía, a marzo de 2023, el sector público nacional registró un déficit primario de Pesos \$257.856 millones, producto del pago de intereses de la deuda pública neto de pagos intra-sector público, que alcanzó los \$130.150,3 millones. Asimismo, el Sector Público Nacional cerró el ejercicio 2022 con un déficit primario de \$502.128 millones, estimándose en un 2,4% del PBI durante 2022.

En el futuro, el déficit fiscal primario podría verse incrementado si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que los ingresos del Gobierno Nacional. Un mayor déficit en las cuentas fiscales podría complicar aún más la capacidad del Gobierno Argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, al mismo tiempo, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados.

A la fecha de este Prospecto, existe un alto grado de incertidumbre sobre la economía de la Argentina y, por ende, en los

negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

No existen certezas del efecto que tendrán las medidas que adoptará el Gobierno Argentino a fin de resolver la crisis del sector energético

El sector energético fue uno de los sectores más perjudicados por las políticas económicas que el Gobierno Argentino adoptó desde la crisis de 2001 en adelante. En esa época se impuso un congelamiento de tarifas de gas natural y energía eléctrica, lo que llevó a que se desincentiven las inversiones en el sector. El Gobierno Argentino trató de incentivar las inversiones subsidiando el consumo de energía, pero estas medidas fueron ineficaces y causaron un estancamiento en la producción de petróleo y gas y la generación, transmisión y distribución de electricidad, mientras que el consumo continuaba creciendo. En 2011, la crisis energética llevó a un escenario de escasez. La respuesta del Gobierno Nacional fue aumentar las importaciones de energía, generando consecuencias adversas en la balanza comercial y las reservas internacionales del BCRA.

En diciembre de 2015 el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional con el objetivo de corregir las distorsiones del sector y estimular las inversiones. El estado de emergencia le permitió al Gobierno Nacional adoptar medidas diseñadas para estabilizar el suministro de electricidad en el país, tales como eliminar ciertos subsidios a la energía o la implementación de importantes ajustes a las tarifas de electricidad para reflejar los costos de generación. Sin perjuicio de ello, algunas de dichas medidas fueron objetadas por los tribunales argentinos y resultaron en medidas cautelares o fallos que limitaron sus iniciativas, tales como la cautelar que suspendió los aumentos de tarifas de electricidad implementados al 1 de febrero de 2016 y la celebración de una serie de audiencias públicas no vinculantes previo a aprobar los aumentos.

Con fecha 27 de febrero de 2020 se publicó en el BO la Resolución N° 31/20 emitida por la SE, mediante la cual se modificaron ciertos aspectos del esquema remunerativo establecido por la SRRyME a través de la Resolución N° 1/19, efectivo a partir del 1 de febrero de 2020. La nueva Resolución traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de Pesos 60/US\$, y establece un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por IPC y un 40% por IPIM. Sin embargo, posteriormente pospuso hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización. Además, dicha Resolución incrementó los pagos por potencia y agrega una remuneración adicional en las horas de alto requerimiento térmico del mes (HMRT).

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 eliminó la actualización de los valores remunerativos mediante la fórmula compuesta por el IPC y el IPIM y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento fue retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021. Posteriormente, a través de las Resoluciones (SE) 238/2022 y 826/2022, se incrementaron los valores de energía con esquemas escalonados hasta agosto de 2023. Asimismo, mediante el Decreto N° 332/22 del 16 de junio de 2022, se estableció un ajuste tarifario en virtud de un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, implementado por la SE a través de la Resolución 467/2022 del 27 de junio de 2022.

No se han sancionado precios estacionales que conlleven una reducción de los subsidios sobre el sector eléctrico, desandando el camino que había comenzado la administración anterior.

Si bien mediante el Plan Gas el Gobierno Nacional aumentó la inyección de gas natural por parte de empresas productoras a los fines de lograr el autoabastecimiento energético, entre otros, (véase *“Información sobre la Emisora - Descripción del sector en que Capex desarrolla su actividad - Regulaciones del Mercado Electrónico del Gas “MEG”*) la falta de adopción de nuevas medidas para corregir los problemas en la generación, transporte y distribución de energía en la Argentina podría afectar adversamente la situación económica de la Argentina y los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Capex no puede garantizar que el Gobierno Argentino no adopte medidas que tengan un efecto adverso sobre los negocios de la Compañía y/o que las medidas que adopte el Gobierno Argentino resulten suficientes para restaurar la producción de energía en la Argentina.

La estatización de los fondos de jubilación y pensión afectó al mercado de capitales y provocó que el Gobierno Nacional sea

uno de los accionistas de Capex

En diciembre de 2008, de conformidad con la Ley N° 26.425, el Gobierno Nacional transfirió aproximadamente \$80,2 mil millones de los activos en poder de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones privadas argentinas (las “AFJP”) al organismo previsional estatal (“ANSES”). Con anterioridad a la estatización de dichos aportes, las AFJP eran los participantes más importantes del mercado de capitales argentino. Con la estatización de sus activos, la dimensión del mercado de capitales se redujo y el Gobierno Nacional pasó a ser un accionista significativo de muchas empresas abiertas en la República Argentina, incluyendo Capex. Actualmente, el ANSES posee acciones de Capex equivalentes al 10,73% de su capital social con derecho a voto.

Es probable que los intereses del ANSES sean distintos o contrarios a los de los otros inversores accionistas de dichas compañías. La ANSES ha ejercido sus derechos para la designación de directores en distintas sociedades listadas en mercados autorizados. La tenencia accionaria de la ANSES en la Compañía al 31 de julio de 2021 no alcanzaba el porcentaje de votos necesarios para la designación de un director en la misma de acuerdo con la Ley General de Sociedades. Sin embargo, no es posible asegurar que esta situación no sufrirá modificaciones a futuro. Tampoco es posible asegurar que el accionar de ANSES, o cualquier organización pública, estatal o no estatal, que lo reemplace en el futuro, estuviera alineada (y así fuera instrumentada por los directores eventualmente designados a propuesta de ANSES) con una política contraria a los intereses de la Compañía y sus acreedores, y el efecto que sus decisiones podrían tener en los negocios de la Compañía, los resultados de sus operaciones, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

En cuanto a la disposición de las acciones en particular, en septiembre de 2015 fue sancionada la Ley N° 27.181, que prohíbe la venta de acciones de sociedades admitidas al régimen de oferta pública en poder del Gobierno Argentino o cualquier otra acción que limite, altere o modifique el uso, la titularidad o la naturaleza de dichas acciones, sin que haya una previa autorización del Congreso. A su vez, dicha ley creó la Agencia Nacional de Participaciones Estatales en Empresas, un organismo descentralizado que opera bajo la esfera del Poder Ejecutivo de la Nación y que tiene a su cargo la implementación de políticas y acciones relacionadas con el ejercicio por parte del Gobierno Argentino de los derechos emergentes de las acciones que posee. Tal medida se vio morigerada por la sanción de la Ley N° 27.260 que prevé la inversión del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino (“FGS”) en acciones de sociedades anónimas nacionales, mixtas o privadas cuya oferta pública esté autorizada por la CNV y que estén listadas en mercados autorizados cuyo objeto sea organizar las operaciones con valores negociables que cuenten con oferta pública, como mínimo el siete por ciento (7%) y hasta un máximo del cincuenta por ciento (50%) de los activos totales del Fondo. Consecuentemente, el acceso a la liquidez podría verse limitado, el costo del financiamiento podría aumentar y el Gobierno Nacional podría ejercer mayor influencia sobre las actividades de las empresas en las que detenta acciones, incluyendo Capex. No es posible asegurar que en el futuro el Gobierno Nacional no implementará medidas similares a las mencionadas que interfieran con los negocios del sector privado y que afecten en forma adversa a la economía.

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 (“SIECGCE”) emitió la Resolución N° 1/20 por medio de la cual: (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 SIECGCE. 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. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes a las importaciones véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

La economía y las finanzas públicas argentinas podrían verse adversamente afectadas como consecuencia de la caída en los precios internacionales de los principales productos primarios de exportación de la Argentina

El mercado de las *commodities* se caracteriza por su alta volatilidad. Pese a ello, las exportaciones de productos primarios de la Argentina han contribuido significativamente a los ingresos del Gobierno Nacional. Como consecuencia de ello, la economía argentina ha permanecido relativamente dependiente del precio de sus exportaciones (principalmente agrícolas y, fundamentalmente, la soja). Esto generó una vulnerabilidad de la economía argentina ante las fluctuaciones de los precios de las *commodities*. Durante 2022 y 2023 la Argentina experimentó una gran sequía (que se presume fue la mayor sequía sufrida por el país en los últimos 60 años). Los efectos de esta sequía en la agricultura causaron significativos problemas económicos en el país, y la Bolsa de Cereales de Buenos Aires calculó que de continuar la sequía y de producirse heladas tempranas, el impacto en los cultivos se profundizaría y la caída en los despachos al exterior podría caer hasta los USD 18.300 millones. Al mismo tiempo, la guerra entre Ucrania y Rusia ha tenido un importante impacto global, causando una alta volatilidad en los precios de los productos primarios. En este sentido, los precios del petróleo, algunos productos agrícolas y metales se han disparado.

La caída sostenida en el tiempo de los precios internacionales de los principales productos primarios exportados por Argentina, o cualquier evento o condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura, podría afectar negativamente el nivel de ingresos del Gobierno Argentino y su capacidad de cumplir con los pagos de la deuda pública, generando eventualmente presiones recesivas o inflacionarias, afectando así los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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.

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. 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. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el actual gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse, incluidas las medidas

relacionadas con el sector energético, dado el alto grado de regulación estatal e intervención en esta industria. Además, la Compañía no puede garantizar que las políticas y programas actuales que se aplican al sector de generación continúen en el futuro.

A partir de diciembre de 2001, el Gobierno Argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario (tales como restricciones a la libre disposición de los fondos depositados en los bancos, restricciones al cambio de moneda argentina a moneda extranjera y la transferencia de fondos al exterior sin la aprobación previa del BCRA). A su vez, en el pasado han existido períodos en los cuales a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, se redujo significativamente el acceso al mercado de divisas por parte de individuos y entidades del sector privado. El 9 de junio de 2020, el Gobierno Argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 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 N° 24.522, así como el desplazamiento de los integrantes del directorio de dicha compañía, basado en que, tal como se estableció en el mencionado Decreto, esta temporalidad resultaba razonable y proporcionada a los objetivos buscados, en tanto se pretendía asegurar la continuidad de la empresa, la preservación de sus activos y de su patrimonio, la protección de los puestos de trabajo en peligro y evitar efectos dañosos sobre el mercado agroexportador y la economía en general, máxime en la situación de emergencia sanitaria del país, ampliada por el Decreto N° 260/20 en el marco de las emergencias dictadas por la Ley N° 27.541. 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 N° 522/2020.

Adicionalmente, con fecha 21 de marzo de 2023 el Gobierno Argentino anunció la intervención administrativa del control y fiscalización de la Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR) por el plazo de 180 días tras los masivos cortes del servicio de electricidad que se produjeron en los meses de febrero y marzo de 2023. Dicha intervención fue aprobada por la Resolución N° 307/2023 del ENRE, por medio de la cual se designó al interventor que fiscalizará los actos de administración y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio de distribución de energía, y se habilitó a la Ciudad de Buenos Aires y a la Provincia de Buenos Aires a designar a sus representantes en el proceso. 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.

A la fecha del presente Prospecto, ciertas restricciones cambiarias se mantienen en vigencia. 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. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas pueden afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, la condición financiera y los flujos de efectivo

El 29 de diciembre de 2017, el Congreso argentino promulgó la Reforma Tributaria, que redujo la tasa del impuesto a las ganancias corporativas de 35% a 30% para los años fiscales que comiencen en o después del 1 de enero de 2018 y 25% para los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Adicionalmente, la distribución de dividendos está sujeta a una tasa impositiva del 7% relacionada con los resultados financieros de los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y una tasa impositiva del 13% para la distribución de dividendos relacionados con los resultados financieros de los años

fiscales a partir del 1 de enero de 2020 o después. El 23 de diciembre de 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.541 que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó poderes legislativos al Poder Ejecutivo Nacional. Hasta el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la Ley N° 27.541, las tasas del impuesto sobre la renta corporativa y los dividendos para 2021 son del 30% y 7%, respectivamente. El 2 de junio de 2021 el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.630, modificatoria de la Ley de Impuestos a las Ganancias, mediante la que se determinaron nuevas alícuotas sobre las ganancias netas imponibles de las sociedades de capital, las nuevas alícuotas son de 25%, 30% y 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada. Asimismo, la mencionada ley mantiene la alícuota del 7% sobre los dividendos de personas físicas. Estas modificaciones surtieron efecto para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive. Posteriormente, por medio de la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se proroga hasta el 31 de diciembre de 2027, la vigencia del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias. Véase “*Información adicional – Carga Tributaria*”. No podemos asegurar que el Gobierno Argentino o cualquiera de sus divisiones políticas, o el Congreso argentino, no adoptarán cambios y reformas adicionales en materia tributaria, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, resultados de operación o condición financiera.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como el surgimiento del Covid-19, ha afectado y podría seguir afectando a la Argentina y a la Compañía.

A fines de 2019, la Organización Mundial de la Salud tomó conocimiento del surgimiento de una enfermedad originada en Wuhan, China, luego expandida hacia otras provincias chinas y mundialmente. El virus ha afectado a la mayoría de los países, incluyendo, entre otros, a la Argentina.

Tanto el Gobierno Argentino como otros gobiernos adoptaron diversas medidas a fin de combatir la propagación del virus, incluyendo el establecimiento de cuarentenas, aislamientos, controles y testeos en aeropuertos y otros centros de transporte, cierre de fronteras, suspensión de otorgamiento de visados, suspensión de eventos deportivos, cierre de instituciones tanto públicas como privadas, restricciones de acceso a museos y atracciones turísticas, y limitaciones al contacto entre las personas y la circulación, entre muchas otras.

El Covid-19 ha afectado significativamente las condiciones económicas en Argentina y en el resto del mundo, y podría continuar afectando dichas condiciones durante el 2023 y en años futuros. Tanto la pandemia de Covid-19, como eventuales medidas a ser implementadas por el Gobierno Federal para mitigar sus efectos, podrían afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. Variantes o cepas adicionales de Covid-19, o un brote de otra pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública podrían tener efectos adversos significativos en las condiciones económicas, financieras y comerciales globales, lo que podría afectar material y adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

El 5 de mayo de 2023 la OMS declaró que el Covid-19 ya no constituye una emergencia de salud pública de importancia internacional. No obstante, anunció que el mismo continúa siendo una amenaza para la salud mundial y un problema de salud establecido y persistente, debiendo los países integrar las actividades de vigilancia y respuesta al Covid-19 en los programas de salud regulares.

Sin perjuicio de que a la fecha de los últimos estados financieros publicados al 30 de abril de 2023, y a la fecha del presente Prospecto, la Emisora no se ha visto significativamente afectada por las consecuencias del impacto del Covid-19, la gravedad de un brote y de sus variantes es incierta, y por lo tanto no podemos predecir el impacto que éste y las eventuales regulaciones económicas, fiscales y legislativas que se adopten en consecuencia podrían tener en el mundo, la economía argentina, los mercados financieros, el sector financiero y, en consecuencia, la Sociedad.

Antes de la modificación a la Ley de Mercado de Capitales, introducidas por la Ley de Financiamiento Productivo, la CNV, de oficio o mediando denuncia de accionistas o tenedores de Obligaciones Negociables que representaran al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación de Obligaciones Negociables, podían realizar una inspección de la Emisora y, eventualmente, designar un veedor en la Emisora o hasta incluso separar a los órganos de administración de la misma

La Emisora se encuentra sujeta al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que ésta pueda ejercer. En este sentido, la Ley de Mercado de Capitales en su artículo 20 otorgaba a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por el órgano de administración de la Emisora y hasta (ii) separar al órgano de administración de la Emisora por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días hasta regularizar las deficiencias encontradas.

Dichas facultades podían ser ejercidas por la CNV cuando, como resultado de realizar investigaciones e inspecciones en las emisoras, en los relevamientos efectuados, fueren vulnerados los intereses de los accionistas minoritarios y/o tenedores de títulos valores sujetos a oferta pública. el Decreto N° 1023/2013, que fuera derogado, estableció que los relevamientos podrán ser efectuados de oficio por la CNV o a solicitud de accionistas o tenedores de valores negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del valor negociable en cuestión, tales como las Obligaciones Negociables. Estos últimos también deberían demostrar que existía un daño actual y cierto o que se encontraban ante un riesgo futuro grave que podía dañar sus derechos.

El mencionado artículo 20 fue modificado por la Ley de Financiamiento Productivo, eliminando los puntos (i) y (ii) descriptos en el primer párrafo del presente factor de riesgo.

De todas maneras, la Emisora no puede asegurar que, en el futuro, como resultado de una modificación normativa y regulatoria, la CNV no tenga facultades para, actuando de oficio o mediante denuncia, designar un veedor en la Emisora o separar a su órgano de administración, o aumentar el grado de intervención en los actores del mercado. Dichas medidas podrían afectar la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Riesgos relacionados con el negocio del petróleo y del 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 y cuestiones de índole ambiental. En particular, la regulación en materia de precios ha sufrido variaciones considerables en numerosas oportunidades. 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. De hecho, con fecha 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto N° 277/2022 aprobando el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (“**RADPIP**”), con el objetivo de promover la producción dentro del sector de hidrocarburos generando incentivos mediante el acceso a divisas sin necesidad de obtener la autorización previa del BCRA. En este sentido, la flexibilización al acceso al Mercado Cambiario garantiza a las empresas la libre disponibilidad de divisas para girar al exterior o pagar deudas, si logran aumentar la producción de petróleo en un 20% o un incremento del 30% en proyectos vinculados al gas natural, todo ello en comparación con los valores correspondientes al 2021. Con fecha 16 de agosto de 2022 el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 484/2022 reglamentario del Decreto N° 277/2022 estableciendo, entre otras cuestiones, los requisitos para ser beneficiarios del RADPIP y del RADPIGN y el mecanismo de acceso al mismo.

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. Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

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, 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.

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

En los últimos cinco 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.

Por otro lado, en 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, apuntó 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 había cumplido 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 Medanita 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.

Posteriormente, el 30 de agosto de 2019, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°601/ 2019 se modificó lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°566/2019, estableciendo que hasta el 13 de noviembre de 2019 (i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de US\$ 46,69y un precio de referencia Brent de por barril US\$59; y (ii) los precios de la gasolina y el diesel vendidos localmente no pueden exceder el precio vigente al 9 de agosto de 2019. Para más información, ver *“Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina”*.

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. Asimismo, la Compañía estima su presupuesto teniendo en cuenta, entre otras cuestiones, los precios disponibles para sus productos. Los controles de precios o los cambios regulatorios relacionados a la compensación y a los incentivos para las empresas productoras de hidrocarburos - y otras medidas análogas- adoptadas por el gobierno argentino en el futuro, podrían tener un efecto adverso sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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, así como en sus planes de inversión

Los precios internacionales de petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es posible que lo sigan haciendo en el futuro. 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, los conflictos o los actos de terrorismo locales e internacionales y condiciones geopolíticas. 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 dos 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. Por otro lado, la invasión rusa a Ucrania ocurrida el 24 de febrero de 2022 y las consecuentes sanciones económicas impuestas a la Federación Rusa, han generado un aumento significativo en los precios internacionales del petróleo y del gas natural. No podemos garantizar que estos eventos no continúen afectando los precios de petróleo y gas y las condiciones económicas y financieras de Argentina, y consecuentemente sí podrían afectar el negocio, el resultado de las operaciones y las condiciones financieras de la Emisora.

Los precios que la Emisora obtiene por sus productos de hidrocarburos son afectados por los precios internacionales por los volúmenes exportados y por las regulaciones locales por los volúmenes vendidos en el mercado interno. Estas circunstancias podrían significar un impacto negativo en la capacidad de Capex de realizar inversiones en nuevas exploraciones y desarrollos. En particular, el precio del gas al cual la normativa vigente permite declarar como costo de gas propio en la generación de energía eléctrica. El mantenimiento de limitaciones en el precio del gas que la Emisora puede declarar podría tener un efecto significativo adverso sobre la situación financiera de Capex. La Emisora presupuesta sus gastos relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y operación teniendo en cuenta los precios de mercado de los productos de hidrocarburos, entre otros. En el supuesto de que los precios locales de ciertos productos disminuyeran aún más y permanezcan vigentes las limitaciones a las exportaciones, la capacidad de la Emisora de mejorar sus tasas de recuperación de hidrocarburos, descubrir

nuevas reservas y llevar a cabo ciertos planes de inversiones podrían verse afectados adversamente, lo que a su vez podría afectar los negocios de la Emisora.

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 N° 26.217, la retención a la exportación se extendió y en 2011 por la Ley N° 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.

En agosto de 2018, se creó un nuevo procedimiento de exportación de gas natural que regulaba el proceso para obtener las autorizaciones necesarias para exportar gas natural. Dicho procedimiento fue simplificado mediante la Resolución SE N° 417/19.

Asimismo, en septiembre de 2018, el Gobierno Argentino publicó el Decreto N° 793/18 y N° 856/2018, que impuso un derecho de exportación sobre varios bienes, incluidos los hidrocarburos, 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 N° 37/19, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada US\$ 1.00 del valor imponible, quedando vigente el 12% sobre dicha base. Luego, 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. La Sociedad ha solicitado el reembolso del impuesto de exportación que fue pagado en exceso. La aduana actualmente liquida los derechos de exportación en conformidad con el Decreto N° 488/2020, conforme fuera modificado.

Posteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%. Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

El 27 de abril de 2021, a través de la Resolución N° 360/2021, la SE creó una nueva exportación de gas natural regulando el procedimiento para la obtención de autorizaciones de exportación de gas natural. El procedimiento de exportación emitido por la Resolución SE N° 360/2021 fue modificado mediante la Resolución N° 774/2022.

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.

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 hidrocarburos y sus derivados, de la Compañía, actualmente requieren una autorización previa de la SGE de conformidad con la Resolución N° 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 N° 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 N° 962/17 modificó el Decreto N° 192/17 al establecer que el Registro entraría en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto N° 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 N° 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 N° 417/19, dicho proceso fue modificado y simplificado. Recientemente, el Gobierno Argentino emitió la Disposición SSHC N° 284/19 mediante la cual se aprueba el procedimiento operativo de exportación de gas natural, el cual se encontraba vigente hasta el 30 de septiembre de 2021.

La SE, a través de la Resolución N° 360/2021, publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2021, estableció que las exportaciones de gas natural a las que refiere el art. 3 de la Ley N° 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (en adelante el "Procedimiento"), previsto en el Anexo de dicha Resolución N° 360/2021. También, dispuso la derogación de la Resolución de la entonces SGE N° 417/2019 que establecía el régimen de exportaciones de gas natural y de la Disposición de la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles N° 284/2019 que establecía el procedimiento operativo de exportaciones de gas natural. A su vez, dispuso la derogación de la referencia a la posición arancelaria 2711.11.00-Gas Natural Licuado como producto sujeto a registro, contenida en el art. 3 de la Resolución de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos N° 241/2017.

Incluso delegó en la Subsecretaría de Hidrocarburos las tareas que específicamente se encomiendan en el Procedimiento.

La Resolución fue adoptada en el marco del Plan GasAR (entendido hasta el 2028 por el Decreto N° 730/2022), previsto en el Anexo del Decreto N° 892/2020, que establece en su art. 4 inciso c) que podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme y, en el punto 73 del referido Anexo, que los productores firmantes tendrán derecho de exportación en condición firme.

El Procedimiento establecido en el Anexo de la Resolución N° 360/2021 (que fuera modificado por la Resolución SE N° 774/2022) dispone, entre otras cuestiones, que las exportaciones de gas natural por ductos, así como la licuefacción de gas natural en el país y su posterior exportación como Gas Natural Licuado (GNL), se ajustarán a principios de transparencia, no discriminación e interés público.

Para más información, ver "*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*".

La Sociedad exporta parte de su producción de hidrocarburos y derivados, los cuales requieren autorización de la SEN conforme la regulación vigente. La Sociedad no puede asegurar que en el futuro el Estado Nacional no restrinja o prohíba la exportación de dichos productos. Estas y otras restricciones, limitaciones, regulaciones y cambios en la normativa aplicable, en general, 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.

Las reservas de petróleo y gas de Capex son estimativas

Las reservas de petróleo y gas de Capex son estimadas mediante la utilización de información geológica y de ingeniería, a fin de determinar si el petróleo crudo o el gas natural de los yacimientos descubiertos es recuperable bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La certeza de las estimaciones de reservas probadas depende de una serie de factores, premisas y variables, dentro de las cuales las más importantes son:

- El resultado de las perforaciones, pruebas y de la producción luego de la fecha de las estimaciones;
- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y su interpretación y apreciación;
- El rendimiento de la producción de los yacimientos;
- Desarrollos, tal como las adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y extensiones de yacimientos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas;
- Cambios en los precios del petróleo y del gas natural, lo cual podría afectar la cantidad de reservas probadas ya que las estimaciones de reservas son calculadas bajo determinadas condiciones económicas cuando dichas estimaciones son realizadas; y
- Si las normas fiscales imperantes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales permanecerán vigentes respecto a las existentes a la fecha de realización de las estimaciones (las modificaciones en las normas fiscales y otras regulaciones gubernamentales podrían hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación).

A su vez, también se debe tener presente que a menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas, las mismas se pueden reducir con el tiempo, lo que llevaría consecuentemente a una disminución de la producción.

Muchos de estos factores, premisas y variables relacionados con la estimación de reservas probadas están fuera del control de Capex y podrían cambiar en el futuro. Consecuentemente, la cantidad de reservas no es precisa y se encuentra sujeta a revisión. Una revisión que demuestre una disminución en las cantidades estimadas de reservas probadas podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La incertidumbre sobre la posibilidad de Capex de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

El éxito futuro de Capex depende, entre otras cuestiones, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas. Salvo que Capex tenga éxito en su exploración en busca de reservas de petróleo y gas y el desarrollo de éstos, o que de otro modo adquiera reservas adicionales, las reservas de Capex en general disminuirán a medida que se produzca petróleo y gas. Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y podrían implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que son productivos pero que no producen suficiente utilidad neta como para derivar ganancias después de cubrir los costos de la perforación. La finalización de un pozo no es susceptible de asegurar un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de excavación, terminación y costos operativos.

No puede asegurarse que las actividades futuras de exploración y desarrollo de Capex tendrán éxito, o que Capex estará en condiciones de implementar su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que podrá explotar

económicamente dichas reservas. Tales hechos podrían afectar adversamente la condición financiera y los resultados de las operaciones de Capex y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

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 en el pasado, podríamos no lograr replicar ese éxito 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.

La falta de disponibilidad de capacidad de transporte podría limitar la posibilidad de Capex de aumentar la producción de hidrocarburos y podría afectar en forma adversa su situación financiera y los resultados de sus operaciones

La capacidad de Capex para explotar económicamente sus reservas de hidrocarburos depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos por Capex hasta los mercados en los que se venden. Habitualmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías y puertos, y el gas habitualmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. En relación con esto último, el Gobierno Nacional anunció la construcción del Gasoducto troncal Néstor Kirchner, que se proyecta tendrá una extensión de 563 kilómetros entre la localidad neuquina de Tratayén y Salliqueló, en el oeste de la provincia de Buenos Aires, atravesando las provincias de Río Negro y La Pampa, y permitiría ampliar en un 25% la capacidad del sistema de transporte de gas natural ayudando a desarrollar la producción creciente en Vaca Muerta. La infraestructura de Argentina para el transporte de petróleo crudo no es suficiente para la demanda, haciendo necesario su transporte mediante por camiones. Si bien existen proyectos que se están llevando a cabo para aumentar la capacidad de transporte, esos proyectos puede que no resulten suficiente en base a ciertas predicciones de producción.

La falta de infraestructura de almacenamiento o carga adecuada o alternativa o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de hidrocarburos de largo alcance podría afectar en forma adversa la condición financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

La adjudicación de áreas de hidrocarburos se encuentra sujeta a una intensa competencia

La adjudicación de áreas productivas y la adquisición privada de petróleo y gas es altamente competitiva, las cuales son habitualmente licitadas por autoridades gubernamentales, especialmente aquellas áreas con las reservas de petróleo crudo y gas natural más atractivas o la venta por compañías concesionarias. Algunas de las empresas con las que compete Capex podrían contar con mayores recursos financieros que Capex y, como consecuencia, podrían hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, algunas provincias argentinas, incluyendo Neuquén, Río Negro y Chubut, han creado compañías provinciales estatales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y del gas y con las cuales la Sociedad comparte los derechos de explotación de algunos de sus activos hidrocarbúricos. En consecuencia, las condiciones bajo las cuales Capex podría resultar adjudicataria de nuevas áreas exploratorias o productivas podrían verse adversamente afectadas y ello podría tener un impacto negativo en los resultados financieros y en las operaciones de Capex.

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, algunos de los cuales están fuera del control de Capex. Estos incluyen 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 operaciones de Capex podrían verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derramamientos o pérdidas de petróleo o gas natural, desabastecimiento o retrasos en la entrega de maquinarias, el cumplimiento con las regulaciones gubernamentales, estallidos, incendios, fallas en los oleoductos, formaciones presurizadas anormales y riesgos ambientales y de salud. La ocurrencia de cualquiera de estos hechos podría causar grandes pérdidas materiales y la interrupción de sus operaciones y podría perjudicar su reputación.

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.

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. Las operaciones de la Compañía podrían generar derrames, descargas y otras liberaciones de petróleo y otras sustancias peligrosas al medio ambiente.

Es posible que la Compañía no pueda cumplir en todo momento con las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Asimismo, Argentina ha adoptado regulaciones que exigirán que las operaciones de la Compañía cumplan normas ambientales más estrictas. Asimismo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia la exigencia más estricta de las leyes existentes, lo cual podría aumentar el costo de la Compañía de llevar a cabo sus negocios o afectar sus operaciones en cualquier área.

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.

El incumplimiento de los compromisos de la Compañía de realizar ciertas inversiones en el marco de sus contratos para el desarrollo de yacimientos petroleros podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

La Compañía se ha comprometido a realizar ciertas inversiones en el marco de sus contratos para el desarrollo de yacimientos petroleros. La falta de cumplimiento de dichos compromisos en forma oportuna podría importar la violación del contrato en cuestión, la ejecución de garantías y/o la pérdida de todos los derechos sobre el área subyacente, lo que podría tener un efecto

significativamente negativo sobre los negocios, situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El incumplimiento de ciertas obligaciones por parte de la Compañía podría derivar en la suspensión o baja ante los registros argentinos aplicables

Las empresas que realicen actividades de exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos deben inscribirse en diversos registros (entre ellos, a título ilustrativo, el registro creado mediante la Resolución N° 419/97 de la SE, con sus modificaciones, y el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos creado a través de la Resolución N° 407/2007, con sus modificaciones) como requisito indispensable para el desarrollo de dicha actividad en toda la Argentina. En caso de incumplimiento de ciertas obligaciones a cargo de la Compañía, las autoridades de aplicación podrían resolver la suspensión o baja de la Compañía de dichos registros, lo cual supondría la incapacidad temporal o permanente, de la Compañía para continuar realizando actividades hidrocarburíferas. Tales suspensiones o bajas tendrían un efecto sustancial adverso sobre los negocios, la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía, así como también sobre su capacidad de realizar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables.

Riesgos relacionados con la generación de energía eléctrica

Existe incertidumbre sobre qué otras medidas podría adoptar el Gobierno Argentino en relación con las tarifas de los servicios públicos y su impacto en la economía argentina

Tras la crisis económica del 2001-2002, el subsecuente congelamiento de las tarifas del gas y de la electricidad en Pesos y la significativa devaluación del Peso frente al Dólar, hubo una falta de inversión en la capacidad de suministro y transporte de gas y electricidad, al mismo tiempo que la demanda de gas natural y electricidad aumentaron sustancialmente. En respuesta, la administración del entonces presidente Macri anunció varias medidas, incluida la revisión de las políticas de subsidios, establecidas por el Decreto N° 134/15 de fecha 16 de diciembre de 2015, que colocó al sistema nacional de electricidad en estado de emergencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por su parte, el Decreto N° 367/16 del 16 de febrero de 2016, instruyó a los ministerios, incluido el entonces ME&M a continuar los procedimientos relacionados con la renegociación de los contratos relacionados con la prestación de servicios públicos y su RTI, entre los que se encuentran la distribución y transporte de gas y electricidad.

Adicionalmente, a fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 días en las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una RTI, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS). Asimismo, fue emitida la Resolución (SE) 31/2020, la cual modificó el esquema de remuneración del segmento de generación de energía y estableció precios denominados en Pesos (anteriormente denominados en Dólares) y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología. El 21 de mayo de 2021, se publicó en el BO la Resolución (SE) 440/2021, posteriormente modificada por diferentes resoluciones, la más reciente siendo la Resolución (SE) 59/2022. Para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina y “Factores de Riesgo - La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el actual gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.”*”.

A pesar de las medidas adoptadas, la Compañía no puede asegurar que otras regulaciones o medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso en el negocio y los resultados de las operaciones de la Compañía, o que el Gobierno Argentino no adoptará una legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública, u otras regulaciones similares en el futuro que puedan aumentar las obligaciones de la Compañía, incluido el aumento de impuestos, alteraciones desfavorables a las estructuras tarifarias o esquema de remuneración de la Compañía (incluyendo, por ejemplo, falta de actualizaciones al esquema de remuneración y/o bien actualizaciones a dicho esquema en porcentajes fijos por debajo de la inflación), y otras obligaciones reglamentarias, cuyo cumplimiento puedan aumentar los costos de la Compañía y tener un impacto negativo directo en los resultados de las operaciones de la Compañía. La Compañía no puede predecir qué otras medidas serán adoptadas por el Gobierno Argentino en materia de tarifas, y qué efectos tendrán en los resultados de sus operaciones, ni cómo la falta de pago de los mencionados servicios afectará la cadena de pagos respecto de las productoras y distribuidoras.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como la Emisora a registrar menores ingresos

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002 en Argentina, la demanda de electricidad se redujo. Esta reducción se debe a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar las facturas de electricidad. Sin embargo, en los años siguientes, la demanda de electricidad creció significativamente: se registró un aumento promedio interanual del 3,5% en total entre 2002 y 2017 (a pesar de una baja en 2009), según información provista por CAMMESA. Dicho aumento en la demanda de electricidad fue principalmente impulsado por el relativo bajo costo, en términos reales, de la electricidad para los consumidores a causa de los subsidios del Gobierno Argentino. A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una RTI por un término de 180 días y facultó al Poder Ejecutivo a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS. Asimismo, fue emitida la Resolución (SE) 31/2020, la cual modificó el esquema de remuneración del segmento de generación de energía y estableció precios denominados en Pesos (anteriormente denominados en Dólares) y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología. Para mayor información véase, “Información sobre la Emisora – Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina”. Adicionalmente, como respuesta al brote de Covid-19, el Gobierno Argentino dictó el DNU N° 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, 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. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/20 se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, por medio del Decreto N° 756/20 se prorrogó el plazo desde su vencimiento y hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente. La Compañía no puede prever qué efectos tendrán las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino en el comportamiento de la demanda de electricidad. No es posible garantizar que las medidas a ser adoptadas u otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino en relación con las tarifas no pudiera tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento, o que no sea sancionada una nueva ley de emergencia pública en el futuro. La Compañía tampoco puede garantizar que no se incrementarán aún más las obligaciones regulatorias a las que ella está sujeta, entre ellas, mayores impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias cuyo cumplimiento podría aumentar los costos de la Emisora y tener un impacto negativo directo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad de pagar sus deudas a su vencimiento.

El Gobierno Argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado, y podría continuar haciéndolo en el futuro

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. El 27 de enero de 2017, la entonces SEE emitió la Resolución N° 19/17, la cual modificó la Resolución N°22/16, fijando un nuevo esquema de remuneración para los generadores existentes a través de incentivos para aumentar la disponibilidad de potencia y la energía no comprometidos en los contratos Energía Plus. Posteriormente, el 28 de noviembre de 2017, a través de la Resolución (SEE) N° 1.085/17, se promulgó un nuevo esquema que transfirió el costo del transporte de electricidad a los usuarios. De este modo se estableció que los generadores pagarán por los costos de conexión y operación de su propia conexión a través de un cargo especial determinado por la SEE. En 2019, la SRRYME emitió la Resolución N° 1/19 que estableció un nuevo esquema de remuneración para la generación de energía. Este nuevo régimen tiene, en general, un impacto negativo en los ingresos de las unidades generadoras que no se encuentran beneficiadas por un régimen especial (por ejemplo, Energía Plus o MATER) o un contrato con CAMMESA, en particular, sobre las unidades de TV y TG más antiguas, ya que ha disminuido los precios de capacidad y energía generada/operada. Además, el nuevo régimen introdujo un descuento del 50% en la capacidad y la remuneración de la energía en el caso de que el generador hubiera asumido su propio suministro de combustible y, cuando se despachara, careciera de dicho combustible. Por otra parte, a fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 días en las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una RTI, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS). Asimismo, la

Resolución 1/2019 ha sido derogada por la Resolución SE N° 31/2020 y ésta fue a su vez modificada por las Resoluciones 440/2021, 238/2022, 826/2022 y 59/2022. Para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina* - Es posible que el Gobierno Argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora o bien que el Gobierno Argentino adopte medidas o regulaciones que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las generadoras, distribuidoras y transportadoras de electricidad se han visto afectados sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas durante la crisis económica

Las tarifas de distribución y transmisión incluyen un margen regulado que tiene como objeto cubrir los costos de distribución o transmisión, según el caso, y brindar un retorno adecuado. Las generadoras, que en su mayoría dependen de las ventas realizadas en el mercado spot (el mercado fijado por el suministro y la demanda de energía disponible para entrega inmediata), solían tener precios estables y estaban en condiciones de reinvertir sus utilidades para ser más eficientes y alcanzar mayores márgenes. Bajo el Régimen de Convertibilidad, que estableció un tipo de cambio fijo de un Peso por Dólar, las tarifas de distribución y transmisión y los precios spot de electricidad se calculaban en Dólares y los márgenes de distribución y transmisión se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de inflación de Estados Unidos. Sin embargo, en enero de 2002, de acuerdo con la Ley de Emergencia Pública que autorizó al Gobierno Argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos, se revocaron las disposiciones que exigían ajustes de precios basados en índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos de indexación de los contratos de servicios públicos entre el Gobierno Argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios. Asimismo, se congelaron las tarifas de suministro de dichos servicios, convirtiéndose los valores originales en Dólares a Pesos a un tipo de cambio de \$ 1,00 por US\$ 1,00. Estas medidas, en conjunto con el efecto de la alta inflación y la devaluación del Peso, derivaron en una disminución de los ingresos y un incremento de los costos en términos reales que ya no se podían recuperar a través de ajustes del margen de distribución o mecanismos de fijación del precio de mercado. A su vez, esta situación llevó a las empresas del sector eléctrico a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de sus ingresos), que efectivamente les impidió a las empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar inversiones adicionales.

A fines del año 2015, el Gobierno Argentino declaró un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Durante ese período se adoptaron medidas tendientes a garantizar el suministro de electricidad. En este contexto el Gobierno Argentino aumentó sustancialmente las tarifas de electricidad en el MEM. Luego de dichos aumentos, asociaciones de consumidores y ciertas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares, que fueron aceptados por algunos tribunales argentinos. El 31 de mayo de 2018 el Congreso de la Nación sancionó la Ley N°27.443 mediante la cual se declaró la emergencia tarifaria hasta el 31 de diciembre de 2019 y se retrotrajeron las tarifas a los cuadros tarifarios vigentes en noviembre de 2017 estableciéndose que los futuros aumentos no superarían el índice de variación salarial para usuarios residenciales y el de precios mayoristas para las pymes. Sin perjuicio de ello, el 1° de junio de 2018, a través del Decreto N°499/2018 el Poder Ejecutivo vetó en su totalidad dicha ley. La Compañía no puede asegurar que las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino sean suficientes para dirigir los problemas estructurales creados para el sector en el que opera la Emisora por la crisis económica y sus secuelas. Asimismo, no es posible garantizar que el Gobierno Argentino pueda tomar otras medidas de emergencia en el futuro que puedan resultar en una intervención directa en el sector energético. La incapacidad de la Compañía para cubrir sus costos o para recibir un retorno adecuado de la base de sus activos, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de sus operaciones.

Si la demanda de energía aumenta repentinamente, con los actuales niveles de generación de energía y la dificultad de aumentar la capacidad de las compañías de transmisión y distribución en el corto o mediano plazo, la Emisora podría verse negativamente afectada

En los últimos años, el aumento en la demanda de electricidad fue mayor que el incremento estructural en las capacidades de generación, transmisión y distribución de electricidad, generando en algunas ocasiones cortes y alteraciones en el suministro

de energía. Un aumento sostenido en la demanda de electricidad podría generar escasez en el futuro. Además, la condición del mercado eléctrico argentino ha brindado pocos incentivos a los generadores y distribuidores para que inviertan en aumentar su capacidad de generación y distribución, lo que requeriría compromisos financieros significativos a largo plazo. Si bien hubo varias inversiones en generación durante los años siguientes, que aumentaron la capacidad instalada, la mayor densidad de inversiones se concentró en el Gran Buenos Aires. Todavía es necesario realizar varias inversiones en el sistema de transmisión y distribución para garantizar la entrega de energía eléctrica a los usuarios y reducir la frecuencia de las interrupciones.

El despacho de los generadores de energía eléctrica podría verse afectado sustancial y negativamente porque las líneas de transmisión podrían no contar con la capacidad suficiente para transportar la generación de todas las centrales conectadas, tal como sucedió, por ejemplo, en el caso de PED II desde su puesta en marcha en septiembre de 2019 (ello sin perjuicio del compromiso de compra “Take or Pay” (Tome o Pague) que contienen los contratos de compraventa de energía firmados, lo que permite mitigar parcialmente el efecto negativo). Consecuentemente, los resultados de las operaciones de la Sociedad podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

Los cambios en las reglamentaciones que rigen el despacho de generadores podrían afectar a la Sociedad

A través de la Nota (SE) N° 5129/13, la entonces SE instruyó a CAMMESA a realizar la optimización del despacho de generadores del MEM de acuerdo con los combustibles disponibles y sus costos reales. Dichas modificaciones o cualquier otra modificación bajo la emergencia establecida por el Decreto N° 134/15 o cualquier otra medida adoptada en el marco de dicho decreto podría resultar en una baja en el despacho de la Sociedad y, a su vez, podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y situación patrimonial de Capex.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos; actualmente se ve afectada por el Covid-19 y en el futuro podría verse afectada por fenómenos sanitarios similares

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementarse sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden tener un efecto significativo en la demanda de energía y, por ende, afectar a su vez de forma adversa la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad. Asimismo, acorde a la información publicada por CAMMESA respecto del año 2020, como consecuencia de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas por el DNU N° 297/20, la demanda disminuyó con caídas del orden del 23%. Independientemente de la estacionalidad que caracteriza a la demanda, la Emisora no puede predecir si como consecuencia del Covid-19 o en el futuro como consecuencia de otros fenómenos sanitarios similares, la misma sufrirá nuevas caídas.

Las reducciones en la demanda de electricidad afectarían negativamente nuestros resultados de operación y nuestra capacidad de repagar nuestra deuda, incluidas obligaciones negociables.

Los precios que Capex está autorizada a cobrar por la electricidad producida podrían no ser suficientes para cubrir sus costos de generación

Las ganancias y márgenes en energía de Capex dependen significativamente de los precios que la Emisora está autorizada a cobrar por la electricidad generada. Las ganancias correspondientes a sus actividades de generación eléctrica de la Central Térmica Agua del Cajón provienen de la venta de electricidad en el mercado spot. La Emisora no puede asegurar que el esquema actual y futuro de remuneración de los generadores sea suficiente para cubrir sus costos de generación y mantenimiento de las unidades.

Las condiciones meteorológicas e hídricas podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora

Como parte de su negocio, Capex opera una central térmica de ciclo combinado. Su capacidad para despachar la electricidad generada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) depende, parcialmente, de las condiciones meteorológicas imperantes

en la República Argentina que están fuera de su control. Condiciones hídricas favorables, como por ejemplo fuertes lluvias o deshielos resultan beneficiosas para las centrales hidroeléctricas que, durante esos períodos podrían declarar a CMMESA costos más bajos que los de la Emisora, por lo cual la electricidad generada por ellas sería despachada al SADI con prioridad a la de Capex, lo cual podría afectar significativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

La Sociedad puede tener que enfrentar competencia

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Sociedad se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Sociedad. Una mayor competencia podría traer aparejado un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad. La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. En consecuencia, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más electricidad a la misma, impidiendo que la Sociedad pueda entregar la energía eléctrica que produce. Por otra parte, el Gobierno Nacional (o cualquier otro ente que actúe en nombre y representación de este último) puede no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Sociedad y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Sociedad de entregar la energía producida, con el consiguiente efecto negativo en su situación patrimonial y resultado de sus operaciones.

Las actividades de la Sociedad podrían verse afectadas por cambios generados por los avances de la tecnología en la industria de la energía eléctrica

La industria de la energía está sujeta a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Cabe también mencionar el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnologías como el fraccionamiento (*fracking*) o la digitalización de redes de generación y distribución.

Nuevas tecnologías que aumentan la eficiencia energética y mejoran el aislamiento térmico, para la generación de potencia directa al nivel del consumidor, o que permiten el mejoramiento de realimentación (por ejemplo, usando almacenamiento de energía en el rango de megavatios) puede, del lado de la demanda, dar lugar a cambios estructurales del mercado a favor de fuentes de energía con bajo o cero dióxido de carbono o a favor de generador de potencia descentralizada, por ejemplo vía plantas de energía a pequeña escala dentro de o cerca de área residenciales o instalaciones industriales.

Si la industria de generación de energía evoluciona y la Sociedad no logra adaptarse y asimilar los cambios generados por los avances de la tecnología, sus costos podrían aumentar significativamente lo que, en definitiva, podría afectar directamente la operación de la Emisora y, en consecuencia, la condición financiera y los resultados de sus operaciones.

La capacidad de la Central Térmica de la Emisora de generar electricidad depende de la disponibilidad de gas natural

La Emisora depende de su disponibilidad propia y externa de gas para la generación de energía eléctrica en su Central Térmica Agua del Cajón. Ante la falta de gas, su generación podría verse adversamente afectada, en tanto sus instalaciones de generación térmica funcionen únicamente con dicho gas. El suministro y el precio del gas han sido afectados y podrían continuar siendo afectados en forma periódica por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural comercialmente explotable en la República Argentina, la capacidad de la Emisora de producir gas, la disponibilidad de gas provisto por CMMESA, la capacidad de la Emisora de celebrar acuerdos con empresas locales productoras o transportistas de gas, la necesidad del Estado Nacional de importar una cantidad mayor de gas a un precio mayor que el precio aplicable al suministro doméstico como resultado de un déficit en la producción local, y la redistribución de gas determinada por el Estado Nacional en períodos de escasez. La condición financiera y los resultados de operaciones de la Emisora podrían verse afectados de manera negativa si

el rol de CAMMESA en el MEM y el SADI cambiase o si no pudiese proveer el gas necesario para las operaciones de la Central Térmica Agua del Cajón.

La escasez o falta en el suministro del gas, podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora, con el consecuente riesgo de impactar en la posibilidad de pago de la Emisora de las Obligaciones Negociables.

La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento, que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas de viento sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de estos rangos o se acercan a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se lleva a cabo un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio a lo largo de un período de varios años. La Emisora no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y por lo tanto no puede garantizar que sus parques eólicos o proyectos de parques eólicos podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de vientos y la producción de electricidad futuros en los parques eólicos de la Emisora no reflejen los patrones de vientos históricos en los respectivos sitios o las proyecciones y que los patrones de vientos en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se encuentran los parques eólicos de la Emisora es inferior a lo esperado, la generación de electricidad en dichos parques eólicos sería más baja de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar y adversamente los resultados de las operaciones.

La Sociedad opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y pasivos, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de la Sociedad

La Sociedad está sujeta a un amplio espectro de controles y normas federales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional de Argentina a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen facultades para regular estos temas. Si bien la generación de electricidad es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación federal, la Sociedad también está sujeta a legislación provincial y municipal. Los futuros acontecimientos que puedan ocurrir a nivel provincial y municipal respecto de temas impositivos (entre ellos los impuestos a las ventas, a la seguridad y la salud y los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial la Sociedad. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Sociedad a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, causando un efecto adverso significativo sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad en internet, emisiones o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos u otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían someter a la Sociedad a multas y penalidades, causando un impacto adverso significativo sobre sus resultados financieros.

El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene puede implicar gastos significativos que podrían afectar de manera adversa los resultados de las operaciones de la Emisora

Las operaciones de la Emisora se encuentran reguladas por una gran variedad de requisitos ambientales y de seguridad e higiene establecidas en las regulaciones federales, provinciales y municipales. Estas leyes y regulaciones también exigen a la Emisora obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para la actividad comercial de la Emisora. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas. La falta de cumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a multas, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales, licencias y aprobaciones, el cierre transitorio o permanente de instalaciones u otras sanciones. Si bien la Emisora considera que posee un nivel de cobertura de seguros adecuado, las leyes ambientales de Argentina podrían requerir un nivel de seguros que no está disponible en el mercado argentino.

La Emisora ha realizado y seguirá realizando importantes gastos para continuar cumpliendo con los requisitos ambientales, de higiene y seguridad. Estos requisitos, así como su aplicación e interpretación, cambian con frecuencia y se han tornado más estrictos a lo largo del tiempo. El cumplimiento de reglamentaciones ambientales, de higiene y seguridad nuevas o modificadas también podría obligar a la Emisora a realizar inversiones de capital considerables y su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda podría verse limitada por dichos requisitos futuros. Asimismo, los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, podrían someter a la actividad de la Emisora a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y limitar la disponibilidad de fondos para otros fines así como su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda, lo cual podría afectar de manera adversa la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Alteraciones y demoras de CAMMESA en los pagos a los generadores de energía eléctrica podrían tener un efecto significativo adverso en la condición financiera y resultado de las operaciones de la Emisora

Los generadores de energía eléctrica, como la Emisora, reciben pagos de CAMMESA, la cual a su vez recibe sus ingresos de otros agentes del MEM y de transferencias del gobierno federal. Debido a la crisis económica en la República Argentina del 2001 y 2002, un número significativo de agentes del MEM incumplieron sus obligaciones de pago adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó adversamente la capacidad de CAMMESA de cumplir sus correspondientes obligaciones de pago a los generadores. Adicionalmente, el fondo de estabilización creado por la entonces Secretaría de Energía para cubrir las diferencias entre el costo real de adquisición de electricidad y el precio estacional de la electricidad registró un déficit permanente en virtud de la constante diferencia entre el costo actual de adquisición de electricidad y el precio estacional. No puede asegurarse que las diferencias entre el precio spot y el precio estacional no continuarán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar pagos a los generadores. La incapacidad de los generadores, tales como la Emisora, de cobrar sus créditos de CAMMESA o de cobrarlos con demora (máxime en un contexto inflacionario, tal como se describe en “*Riesgos Relacionados a la república Argentina – Efectos de la inflación sobre los mercados de crédito y sobre la economía Argentina en general*”), podría tener un efecto significativo adverso sobre sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y, en el caso de la Emisora, de repagar las Obligaciones Negociables. Actualmente CAMMESA está realizando los pagos con ciertas demoras.

El cambio climático y las restricciones a las emisiones de gas invernadero pueden afectar los resultados de las operaciones generadas por centrales térmicas

Varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio (“*cap and trade*”), impuestos a las emisiones de carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable. La creciente preocupación sobre cambio climático y gases invernadero, tales como las plasmadas en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, puede dar lugar a la imposición de regulaciones ambientales adicionales. El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar los costos de la Emisora relacionados con la operación y el mantenimiento de su central térmica y requerir la instalación de nuevos controles de emisión por parte de la Emisora, adquirir previsiones o pagar impuestos

relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Nuevas medidas que fomenten proyectos de generación de energía renovable podrían afectar las ventas de la Emisora

El 15 de octubre de 2015, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.191, según la cual, hacia el 31 de diciembre de 2025, el 20% de la demanda interna total de energía debe suministrarse a través de fuentes renovables de energía. A efectos de alcanzar dicha meta, la ley dispone porcentajes de cumplimiento escalonado por períodos de tiempo, que debe ser cumplido por toda la demanda, y, en forma individual, por ciertos usuarios que superen un determinado umbral de consumo (los “Grandes Usuarios Habilitados”).

A los efectos de dar cumplimiento a la obligación de consumo, el Decreto 531/16, reglamentario de la Ley 27.191, prevé que los Grandes Usuarios Habilitados que superen un determinado umbral de consumo de energía eléctrica podrán cumplir a través del mecanismo de compra conjunta de CMMESA, celebrar contratos en el mercado a término o a través de proyectos de autogeneración o cogeneración.

En el marco del mecanismo de compra conjunta de CMMESA, el entonces ME&M llevó adelante el Programa RenovAr para la celebración de contratos de fuente renovable con CMMESA por el plazo de 20 años. Así, se han convocado y realizado las licitaciones públicas bajo las Resoluciones RenovAr 1 71/2016, ME&M 136/16 y ME&M 213/16 –Programa RenovAr Ronda 1-; Resoluciones ME&M 252/16 y 281/16- Programa RenovAr Ronda 1.5- y Resolución 275/17- Programa RenovAr Ronda 2-. De acuerdo con un informe publicado por CMMESA, se han celebrado bajo el mecanismo de compra conjuntas un total de 69 contratos, 10 bajo los términos de la Resolución 202/16, 29 bajo el Programa RenovAr Ronda 1 y 30 bajo la Ronda 1.5, lo que importa una potencia contratada total de 2923 MW. Luego, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr y por medio de la Resolución N° 473/2017 y la Resolución N° 488/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería adjudicó 88 proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables por una potencia total de 2.043 MW. Finalmente, por medio de la Resolución N° 100/2018, la ex Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CMMESA con el objetivo de sumar 400 MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución. Sin embargo, este último proceso apunta a proyectos de pequeña escala que se conectan directamente en las redes de distribución, en baja o media tensión.

Además, el entonces ME&M ha dictado la Resolución 281/17 a través de la cual se implementa el MATER por lo que los Grandes Usuarios Habilitados y los usuarios con demandas mayores a 30MW podrán celebrar contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables para dar cumplimiento a su obligación de consumo. El Anexo de la Resolución 281/17 citada expresamente prevé que la energía contratada bajo tales contratos podrá ser asignada al cumplimiento de la demanda Base o Excedente, a criterio del gran usuario.

El 9 de enero de 2018 la Subsecretaría de Energías Renovables dictó la Disposición N° 1/2018, complementaria de la Resolución 281/17, cuyos aspectos salientes en relación a la prioridad de despacho son: (i) el procedimiento de desempate entre proyectos que hubiesen requerido la asignación de prioridad; (ii) la imposibilidad de quien hubiese obtenido la prioridad de despacho y no hubiese cumplido con la constitución de la caución, de efectuar una solicitud de ese tenor y para el mismo proyecto, por cuatro trimestres siguientes; (iii) la facultad de requerir una asignación de prioridad de modo parcial, por una potencia menor a la totalidad de la central; (iv) la asignación de prioridad de despacho para capacidad de transporte futura; (v) la asignación de prioridad de despacho, con obras de ampliación de la capacidad de transporte a cargo del interesado, en los términos del Anexo 16 de Los Procedimientos y (vi) la asignación de prioridad de despacho para aquellos proyectos que operen en el MATER y que acrediten haber emitido la orden de compra de la totalidad de los equipos electromecánicos con anterioridad a la fecha de publicación de la Disposición.

Posteriormente, el 10 de mayo de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE 360/2023 que introduce novedades significativas en el MATER. La resolución habilita la solicitud de prioridad de despacho sobre ampliaciones de transporte futuras a ser realizadas por el sector privado, y determina que la prioridad de despacho puede ser solicitada a instancias de uno o más generadores, respecto de ampliaciones de transporte asociadas a Proyectos MATER, y proyectos conjuntos de demanda incremental con nueva generación renovable.

Asimismo, la introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de la central térmica de la Emisora alimentada con gas en el orden de despacho. En este sentido, la Emisora podría enfrentarse con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho conforme se tornen disponibles tecnologías nuevas y más eficientes en el mercado.

Vencido el plazo de los PPA que posee la Sociedad, cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de celebrar nuevos contratos de compraventa de energía a largo plazo. En caso de no poder celebrar nuevos PPA a largo plazo, es posible que se exija a la Emisora vender la electricidad en virtud de otros marcos regulatorios a precios que podrían ubicarse por debajo de aquellos establecidos en sus PPA. Si la Emisora no lograra asegurar PPA a largo plazo, podría enfrentar una mayor volatilidad de sus utilidades y flujos de fondos, al tiempo que podría registrar pérdidas sustanciales durante determinados períodos, lo cual podría tener un impacto adverso sustancial en su actividad comercial, en los resultados de sus operaciones y en su situación patrimonial.

Las plantas eléctricas de la Emisora están sometidas al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas y cualquier falta de disponibilidad resultante puede afectar su capacidad de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y con ello afectar de manera adversa el desempeño financiero de la Emisora

Las unidades generadoras de la Emisora se encuentran en riesgo de sufrir fallas mecánicas o eléctricas y experimentar períodos de falta de disponibilidad, lo que afectaría su capacidad de generación. Toda falta imprevista de disponibilidad de las instalaciones generadoras de la Emisora puede afectar en forma adversa su situación patrimonial o los resultados de la Compañía, ya que es posible que tenga que comprar electricidad a un precio mayor que aquel que percibe en virtud de sus PPA y puede quedar sujeta a multas o penalidades en virtud de sus PPA. Cualquier falla de una o varias de las unidades generadoras de la Emisora puede acarrear como resultado la imposibilidad de la Emisora de suministrar capacidad de generación y entregar electricidad al SADI según sea requerido, lo cual podría acarrear, en términos generales, la imposibilidad de la Emisora de cobrar las tarifas por capacidad de generación y causar una pérdida de ingresos por ventas de electricidad, además de someterla a multas y penalidades considerables e incluso a la resolución de sus PPA, lo cual a su vez podría tener un impacto adverso sustancial en su situación patrimonial y en los resultados de sus operaciones.

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

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la denominada Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la RTI vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras. En dicho marco, se establecieron diferentes medidas (para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina*”). Asimismo, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva modificó el impuesto sobre los bienes personales, aumentando su alícuota, y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior y, además, se creó un impuesto a la compra de divisas del 30%, sumado a un 45% de adelanto de pago del impuesto a las ganancias y, en caso de ser aplicable, un 25% adicional de retención al impuesto a los bienes personales. Dicho impuesto alcanza a la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico. Como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días, que fue sucesivamente prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020. No es posible prever el impacto de esta ley ni las medidas que podrían ser adoptadas por la actual administración a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán los negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con la Emisora

Capex podría enfrentar ciertos procedimientos administrativos y acciones judiciales que podrían afectar seriamente su actividad y los resultados de sus operaciones en caso de que sean dirimidas en su contra

Capex es parte en ciertos procedimientos administrativos y acciones judiciales que, individual o conjuntamente, y de producirse una resolución total o parcialmente desfavorable para la Emisora podrían redundar en la imposición de costos, multas, pago de sumas previstas en sentencias u otras pérdidas significativas. Si bien Capex ha provisionado tales riesgos correctamente basándose en las opiniones y el asesoramiento legal externo e interno y de acuerdo con los principios contables, ciertas pérdidas contingentes, particularmente aquéllas relacionadas con cuestiones ambientales, se encuentran sujetas a cambios provenientes, por ejemplo, de nueva información disponible y es posible que los costos provocados por tales riesgos, si fueran resueltos de forma total o parcialmente desfavorable para Capex, podrían exceder significativamente las provisiones efectuadas.

Capex podría no obtener la cobertura de seguros adecuada

A pesar de que la Emisora ha asegurado sus propiedades en condiciones que considera prudentes y consistentes con las prácticas de la industria y ha adoptado y mantiene medidas de seguridad. En caso de accidente u otro siniestro que no se encuentre cubierto, total o parcialmente, por las pólizas de seguro vigentes, la Compañía podría experimentar pérdidas sustanciales o tener que desembolsar cantidades significativas de fondos propios. Cualquier daño significativo, accidente o suspensión de la producción en los establecimientos o en los yacimientos de Capex podría afectar adversamente la capacidad productiva, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Capex.

La relación de la Emisora con las autoridades nacionales, provinciales y municipales, en particular con las Provincias de Río Negro, Chubut y Neuquén, son importantes para su negocio

Debido a la naturaleza de los negocios, la Emisora tiene relación con autoridades federales, nacionales, provinciales, municipales y estatales donde desarrolla sus negocios, particularmente con las provincias de Río Negro, Chubut y Neuquén, donde realiza la mayoría de sus operaciones. A pesar de que la Emisora considera que las relaciones con las autoridades pertinentes son buenas, dichas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar adversamente su negocio y sus resultados operativos. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar las actuales o futuras solicitudes de prórroga de plazo, o tratar de imponer tasas inesperadas o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas al negociar nuestras concesiones o renovaciones de permisos.

Capex podría no atraer o retener a su personal clave

El negocio de la Emisora depende de las contribuciones de su gerencia de primera línea y de sus ingenieros y empleados altamente calificados. También depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a su dirección clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No puede asegurarse que Capex podrá retener y atraer a personal clave y que el reemplazo de cualquier persona clave que pudiera irse no será difícil además de llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y de los servicios prestados por personal clave o la incapacidad de encontrar reemplazos adecuados o personal adicional podría tener un efecto adverso en los negocios, la situación financiera y/o en los resultados de Capex.

El interés de la compañía controlante de la Emisora podría diferir del interés de la Emisora

CAPSA, como accionista controlante de Capex, puede influenciar el negocio de Capex a través de su capacidad de controlar aquellas decisiones que requieren el voto positivo por parte de la mayoría de los accionistas o de los Directores. El accionista controlante podría decidir entrar en nuevos negocios o renunciar a los actuales, adoptar nuevas estrategias, realizar adquisiciones, diversificar sus negocios o llevar adelante otras iniciativas que podrían diferir de los intereses de Capex.

La Emisora podría incurrir en responsabilidad laboral significativa en relación con su tercerización de actividades

La Emisora terceriza ciertas actividades relacionadas con sus negocios mediante la contratación de terceros contratistas con el objeto de mantener una base de costos flexible que le permita responder más rápidamente a la volatilidad del mercado. La Emisora cuenta, al 30 de abril de 2023, con aproximadamente 1.943 empleados de terceros contratistas contratados. Sin embargo, este número fluctúa según el momento del año y las necesidades de la Emisora de contratar con terceras partes para

el desarrollo de ciertas actividades, conforme las prácticas de la industria. Si bien la Emisora cuenta con políticas muy estrictas respecto del cumplimiento de las obligaciones en materia laboral y de seguridad social por parte de sus contratistas, no está en condiciones de garantizar que los empleados de los contratistas no inicien acciones judiciales para procurar una indemnización por parte de la Emisora en función de determinados fallos judiciales dictados por los tribunales del trabajo de la República Argentina que, bajo determinadas circunstancias, reconocen la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual se le prestan servicios. Si la Emisora no puede obtener un fallo favorable en estos eventuales procedimientos, podría incurrir en una responsabilidad laboral significativa, que podría tener un efecto adverso en la situación financiera y sobre los resultados de las operaciones de Capex y sobre su capacidad de honrar sus deudas, incluidas las Obligaciones Negociables.

Capex podría soportar medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores

A pesar de que Capex mantiene buenas relaciones con su mano de obra sindicalizada, no puede garantizarse que no experimentará suspensiones o paros laborales en el futuro, dado que los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en la Argentina. No se puede asegurar que no se experimentarán disturbios laborales o ceses de actividades en el futuro, lo que podría tener un efecto sustancial adverso o en los negocios e ingresos, especialmente a la luz de las tensiones sociales generadas en la Argentina por la crisis económica. La Compañía no puede asegurar que podrá negociar convenios salariales en los mismos términos que los existentes actualmente, o que no se verá expuesta a huelgas o ceses de actividades durante o antes del proceso de negociación. Si la Compañía no pudiese negociar convenios salariales en términos convenientes o se viera expuesta a otros eventos en el sector que pudieren causar huelgas o ceses de actividades, sus resultados podrían verse adversamente afectados, lo que, a su vez, podría producir un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de pagar su deuda, incluidas las Obligaciones Negociables.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Emisora

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La Emisora tiene cada vez más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, las tecnologías, sistemas y redes de la Emisora, y las de sus socios comerciales podrían enfrentar ataques cibernéticos. En el supuesto de producirse tal ataque, podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Asimismo, ciertos incidentes informáticos, tales como las actividades de vigilancia, pueden permanecer sin ser detectados durante un período extendido. La Compañía depende de la tecnología digital, incluyendo sistemas informáticos para procesar datos financieros y operativos, analizar información sísmica y de perforación, y las estimaciones de reservas de petróleo y gas. Si bien la Compañía no ha experimentado ninguna pérdida significativa asociada a ciberataques, no puede garantizarse que no será objeto de ciberataques en el futuro que puedan afectar adversamente sus negocios, situación patrimonial o resultados de sus operaciones. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Las operaciones de Capex se encuentran sujetas a riesgos sociales

Las actividades de Capex se encuentran sujetas a riesgos sociales tales como protestas de comunidades cercanas a las áreas donde desarrolla sus operaciones. Sin perjuicio de la responsabilidad social de Capex en sus operaciones, podría enfrentar la oposición de comunidades locales con respecto a actuales o futuros proyectos en las jurisdicciones donde opera, la cual podría afectar adversamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La actividad de Capex requiere significativas inversiones de capital y gastos en mantenimiento

La exploración y explotación de reservas hidrocarburíferas, la generación de energía eléctrica de fuente térmica y renovable y el negocio de GLP exigen fuertes inversiones en bienes de capital. Capex debe continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de reservas hidrocarburíferas que produce. Adicionalmente la Sociedad debe realizar fuertes inversiones para sostener la capacidad de producción de energía eléctrica, de fuente térmica y renovable y para la producción de propano,

butano y gasolina. No puede asegurarse que Capex podrá mantener sus niveles de producción o generar suficiente flujo de fondos, ni que tendrá acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superándolos.

La actividad de la Emisora está sujeta a riesgos derivados de desastres provocados por causas naturales o por el hombre en forma accidental o intencional

La Central Térmica Agua del Cajón, el PED I, el PED II, y la infraestructura de transmisión de electricidad o transporte de combustible de terceros que la Sociedad utiliza para la generación de energía eléctrica pueden sufrir daños a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Sociedad podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda producto de una catástrofe o incurrir en considerables costos adicionales no contemplados por las cláusulas de las pólizas de seguro. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Sociedad, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. A su vez, los activos de la Sociedad se encuentran sujetos al riesgo de fallas mecánicas y pueden experimentar largos períodos de indisponibilidad, afectando así la capacidad de la Sociedad de cumplir las obligaciones contractuales. Cualquier indisponibilidad no planeada podría afectar adversamente el negocio de la Sociedad. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad. Ejemplo de ello sucedió en enero de 2020, cuando el transformador de la Turbina de Vapor 7 de la Central Térmica Agua del Cajón tuvo una falla en la terminal de salida de una fase de alta tensión. Dicha falla ocasionó el incendio del transformador que fue sofocado por su propio sistema de protección y la asistencia de terceros. Para mayor información, por favor véase la sección “*Descripción de las actividades y negocios de CAPEX — Segmentos de Generación Eléctrica — Generación de energía térmica*”

La Emisora podría quedar sujeta a expropiación o a riesgos similares

La totalidad de los activos de la Emisora se encuentran ubicados en la Argentina. La actividad de la Emisora consiste en la producción de hidrocarburos, la producción de propano, butano y gasolina y la generación de energía eléctrica de fuente térmica y renovable, en tal sentido, dicha actividad comercial o los activos afectados a dicha actividad pueden ser considerados por el Estado como de utilidad pública o esenciales para la prestación de un servicio público y, por ende, están sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de la actividad o de los activos de la Emisora, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes.

En caso de una expropiación, la Emisora podría tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de sus activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser acorde a los precios de mercado o suficiente a los fines de cumplir con sus obligaciones, y es posible que la Emisora tomara acciones legales para reclamar una compensación adecuada o bien, recibir dicha compensación. El negocio, las condiciones financieras y resultados de la Emisora, como así también su capacidad para repagar las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podrían verse afectadas negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de joint ventures (incluyendo, uniones transitorias de empresas, contratos asociativos y consorcios), y en caso de no continuar con dichos joint ventures o de no resolver un desacuerdo significativo con sus socios, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de acuerdos de colaboración (*joint ventures*) y como resultado, la continuidad de dichos *joint ventures* resulta vital para la continuidad de su éxito. En caso de que cualquiera de sus socios decidiera poner fin a su relación con la Compañía en cualquiera de dichos *joint ventures* o vender su participación en dichos *joint ventures*, es posible que la Compañía no pueda reemplazarlo u obtener la financiación necesaria para comprar la participación de su socio. Véase “*Información sobre la Emisora - Reseña Histórica*”. Asimismo, en caso de que cualquiera de los socios tenga intereses distintos a los de la Compañía, es posible que ello repercuta en el funcionamiento y la operatoria de dichos *joint ventures*. Como resultado de ello, la discontinuidad de algunos de sus *joint ventures* o la falta de resolución de desacuerdos con sus socios podría afectar en forma adversa la capacidad de la Compañía de operar el negocio objeto de dicho

joint venture, lo que tendría a su vez un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones, su capacidad de pagar las deudas a sus vencimientos y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

La Compañía podría verse expuesta a riesgos relacionados con procedimientos legales

La Compañía podría verse expuesta a riesgos relacionados con procedimientos legales. Si bien la Sociedad estima que ha evaluado adecuadamente esos riesgos sobre la base de la opinión y el asesoramiento de sus asesores legales externos y conforme a las normas contables aplicables, no se puede garantizar que no estará expuesta a procedimientos legales en el futuro. Si como resultado de tales procedimientos legales se emitiera una decisión total o parcialmente adversa para la Compañía, la Compañía podría incurrir en pérdidas que superan sus previsiones por tales contingencias lo que a su turno podría perjudicar sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Para más información, véase “*Antecedentes Financieros—Procesos Judiciales y Administrativos*” del presente Prospecto.

La Compañía está sujeta a leyes de anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero vigentes en Argentina. El incumplimiento de estas leyes podría dar lugar a sanciones, que podrían dañar la reputación de la Compañía y tener un efecto adverso en su negocio

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

Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables

La Compañía podrá solicitar el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en distintos mercados de Argentina y del exterior. La Compañía no puede asegurar que sus solicitudes serán aprobadas. Si se desarrollaran dichos mercados, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la propia Compañía, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina y los mercados para títulos valores similares.

La Compañía no puede asegurar que se desarrolle o que se desarrollará un mercado activo para la Obligaciones Negociables y, si éste se mantendrá a lo largo del tiempo. Si un mercado activo para las Obligaciones Negociables no se desarrollara o no se mantuviera, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían enfrentar dificultades para la venta de las Obligaciones Negociables o podrían verse imposibilitados de vender las Obligaciones Negociables a precios atractivos. Además, si un mercado activo se desarrollara, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los agentes de los mercados en desarrollar un mercado para las Obligaciones Negociables, entre otros factores. Por lo tanto, podría desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables que no sea líquido. Por otra parte, si se desarrollara un mercado, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes,

los resultados de las operaciones y la situación financiera de la propia Compañía, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países con mercados emergentes o independientes (standalone)

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 desarrollados, emergentes o independientes (*standalone*). Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría ser afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados desarrollados, emergentes o independientes. En este sentido, acontecimientos como crisis económicas, políticas, institucionales o sanitarias, como la pandemia causada por el Covid-19, o el actual conflicto entre Ucrania y Rusia afectan el valor de mercado de los valores negociables que se listan en el mercado local o internacional. La volatilidad del mercado experimentada con motivo de la pandemia o el actual conflicto entre Ucrania y Rusia afectan no sólo a los títulos valores soberanos sino que, también, podrían afectar el precio de mercado de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa. 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. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés de un país desarrollado, como los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, pueden inducir importantes fugas de capital desde Argentina y hacer caer el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables podrán contar, o no, con garantía especial o privilegio o estar estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Sociedad se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada

Conforme a la ley de concursos y quiebras, las obligaciones de la Emisora 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.

Por otra parte, en el caso de Obligaciones Negociables no subordinadas, las Obligaciones Negociables tendrán, al menos, igual prioridad de pago que toda la deuda no garantizada y no subordinada de la Emisora, existente y futura, salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley, incluidos, entre otros, los reclamos fiscales y laborales a la Sociedad así como aquellos especificados en el párrafo anterior.

Si así se especificara en el respectivo Suplemento, la Emisora también podría emitir Obligaciones Negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad otorgada a ciertos acreedores referida en el párrafo precedente, las Obligaciones Negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada de las Sociedades, según se detalle en el Suplemento aplicable.

Asimismo, cualquier pago de dividendos, préstamos o adelantos por parte de las subsidiarias de Capex podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Pagos a la Emisora por parte de sus subsidiarias también dependerán de las ganancias y consideraciones comerciales de éstas. Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Compañía, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad. El derecho de Capex de recibir activos de cualquiera de sus subsidiarias en caso de producirse su quiebra, concurso o liquidación, y, en consecuencia, el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables de participar en tales activos, estarán subordinados efectivamente a los reclamos de los acreedores de tal subsidiaria, incluso los acreedores comerciales.

Es posible que las calificaciones de riesgo de Capex no reflejen totalmente los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables

Las calificaciones de riesgo de Capex son una evaluación realizada por las sociedades calificadoras respecto de la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cambios reales o previstos en tales calificaciones generalmente podrían afectar el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Dichas calificaciones podrían no reflejar el potencial impacto de riesgos relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y podrían ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la entidad calificadora. La calificación de cada sociedad debe ser evaluada en forma independiente de la calificación de cualquier otra sociedad calificadora. La Emisora ha optado por no calificar el Programa. Ver “*Calificaciones*” en el presente Prospecto.

La Emisora podría rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento

Capex podría rescatar las Obligaciones Negociables, total o parcialmente bajo ciertas circunstancias de acuerdo con lo establecido en la Sección “*De la Oferta y la Negociación*” y de acuerdo con lo que se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Un inversor podría no poder reinvertir los fondos obtenidos del rescate en otro título valor con un rendimiento similar a aquél de las Obligaciones Negociables rescatadas.

El incumplimiento de Capex de los compromisos previstos en sus contratos podría acelerar el repago de las obligaciones bajo sus deudas

Los títulos de deuda en circulación de Capex contienen una serie de compromisos, además de los préstamos celebrados por la Emisora que pueden contener compromisos adicionales, incluyendo, pero no limitado a, que la Emisora mantenga ciertos ratios financieros. Estos compromisos restringen o prohíben muchas acciones, incluyendo, pero no limitado a, la capacidad de Capex de incurrir en deudas, crear gravámenes o que éstos sean ejecutados, realizar pagos anticipados de alguna deuda en particular, pagar dividendos, realizar inversiones, realizar transacciones con sus accionistas y afiliadas, emitir acciones, vender determinados bienes, y formar parte de fusiones y consolidaciones o bien en transacciones de sale-leaseback.

Como resultado de estos compromisos y de restricciones contenidas en su deuda vigente, la Emisora se encuentra limitada en cómo realiza negocios y puede que ello no le permita competir eficientemente o sacar ventaja de nuevas oportunidades de negocios.

Capex no puede asegurar que podrá seguir cumpliendo con los compromisos en el futuro y en ese caso, que podrá obtener las dispensas de las partes correspondientes y/o que podrá modificar tales compromisos. Asimismo, existen excepciones a muchos de estos compromisos, y se puede asegurar que estas limitaciones referidas anteriormente podrán proteger al inversor en todo momento.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos en un monto igual al monto de Pesos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del Peso frente al Dólar vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

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 Sociedad se encontrare sujeta a concurso preventivo, acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y

los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, 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 Sociedad.

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 desdoblarse 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 descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que la Sociedad 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.

Obligaciones Negociables denominadas en Dólares e integradas y pagaderas en Pesos. Eventual cuestionamiento

Las Obligaciones Negociables podrían estar denominadas en Dólares y tanto su integración como los servicios de pago de capital e intereses bajo las mismas ser realizados en Pesos, al tipo de cambio que fuera indicado oportunamente.

Si bien la Compañía entiende que el mecanismo de pago de las Obligaciones Negociables, en este caso, no implica una actualización monetaria, ante un eventual cuestionamiento un tribunal competente podría llegar a entender lo contrario, lo que podría afectar la capacidad de los inversores de Obligaciones Negociables de recuperar su inversión en términos de la moneda Dólar y la expectativa de rendimiento de las Obligaciones Negociables en dicha moneda en la medida en que el Peso se deprecie con relación al Dólar.

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

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

Es posible que la calificación de riesgo de la Compañía no refleje todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables

Las calificaciones crediticias otorgadas a la Compañía o a las Obligaciones Negociables en el Suplemento de Prospecto, de existir, constituyen una evaluación realizada por las agencias calificadoras de la capacidad de la Compañía para cancelar sus pasivos a su vencimiento. En consecuencia, una calificación menor o la cancelación de una calificación por parte de una agencia calificadora de riesgo podría reducir la liquidez o el valor de mercado de las Obligaciones negociables. Estas calificaciones de crédito podrían no reflejar el potencial impacto de riesgo relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar vender o mantener títulos valores, y podrán ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la agencia calificadora.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y Financiamiento

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021:

Adquisiciones y extensiones de concesiones de áreas de hidrocarburos

Puesto Zúñiga: durante el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área Puesto Zúñiga, en la Provincia de Río Negro. La Sociedad participó del Concurso presentando una oferta el 28 de noviembre de 2019, la cual consistió en un compromiso de inversión de US\$ 7,1 millones a desarrollar dentro del primer período de exploración. Con fecha 6 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro y la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Provincia aprobaron la calificación de Capex y le pre-adjudicaron el área. Finalmente, con fecha 14 de octubre de 2020, la Provincia notificó a CAPEX el Decreto 1154/20 por el cual le adjudicaba el Permiso de Exploración sobre el Área Puesto Zúñiga por el plazo de 3 años contados desde la publicación del mencionado decreto. El contrato de exploración se suscribió en noviembre y finalmente, CAPEX tomo posesión del Área el 17 de diciembre de 2020.

Área de explotación La Yesera - Acuerdo con San Jorge Energy S.A.: con fecha 8 de febrero de 2021 la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A. los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 18,75% que dicha sociedad posee en la Concesión de Explotación “La Yesera”, ubicada en la provincia de Río Negro. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión a través del Decreto 552/2021. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, el 30 de junio de 2021 Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión, el monto abonado fue de US\$ 1,5 millones más impuestos. Como consecuencia de esta adquisición, Capex actualmente posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

Extensión de Concesiones Loma Negra y La Yesera: con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribieron los contratos de extensión con la provincia de Río Negro de los plazos de concesión de las Áreas Loma Negra y La Yesera. Así, se firmó con la Provincia de Río Negro el contrato de extensión por 10 años de las mencionadas áreas, venciendo en consecuencia la concesión de Loma Negra el 24 de febrero de 2034 y la de La Yesera el 4 de agosto de 2037. El contrato de extensión de Loma Negra incluye un compromiso de inversión en firme para los Concesionarios de US\$ 27,4 millones, mientras que el de La Yesera abarca una inversión de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 8,2 millones y US\$ 18,5 millones, respectivamente. Tal como se mencionó en la sección “*Descripción de las actividades y negocios de CAPEX*” YPF no participará del plazo de prórroga, y su porcentaje vacante desde el 5 de agosto de 2027 será acrecido por la Sociedad por lo que la participación de ésta en el plazo de extensión de la concesión La Yesera desde dicha fecha será del 72,5%. En ese contexto, YPF tendrá la potestad participar o no en las inversiones que se realicen en el Área hasta el vencimiento del plazo original de la concesión. En consecuencia, si YPF decide no participar en determinado proyecto de inversión, el porcentaje que esta última no ingrese, será absorbido por la Sociedad en virtud de lo mencionado en el párrafo anterior e YPF no tendrá derecho a la producción resultante ni estará obligado al pago de las regalías correspondientes.

Plan Gas 2020-2024:

Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el “Plan Gas 2020-2024”, basado en un sistema competitivo en el PIST, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan. El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el PIST ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados. La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado, y obtuvo la aprobación de un volumen, de la Cuenca Neuquina, para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio promedio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU (según factor de ajuste estacional), comprometiéndose a invertir US\$ 22,84 millones bajo este programa durante 4 años. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SE N° 317/2020, volumen que es inyectado en la Central Térmica Agua del Cajón. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución Nro. 46/2017.

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Puesto Zúñiga: En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N°71/22, la Provincia de Río Negro le otorgó a Capex la concesión de explotación del área Puesto Zúñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el periodo 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales 67% es compromiso firme y el resto contingente a resultados.

Parva Negra Oeste: Durante el ejercicio se perforaron dos pozos verticales. Ambos pozos permitieron documentar las condiciones de Vaca Muerta en el área, las cuales alientan las perspectivas de un futuro desarrollo cercano.

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Área Puesto Zúñiga: luego de la exitosa campaña exploratoria efectuada en el área, se desarrollaron las instalaciones necesarias para la explotación comercial que comenzó en mayo 2022. El área se encuentra en proceso de incremento progresivo de producción de gas y petróleo. A la fecha, la Sociedad lleva perforado 5 pozos productivos.

Producciones y Reservas: la producción de petróleo equivalente promedio en el presente ejercicio fue de 15.963 bbl/día, comparada con los 14.392 bbl/día del ejercicio anterior, representando un incremento del 10,9%. Este incremento es consecuencia principalmente del resultado positivo de las inversiones realizadas en las áreas operadas. Las reservas comprobadas de hidrocarburos de la Sociedad se incrementaron en un 20,7% de barriles de petróleo equivalente, como consecuencia de la certificación de reservas no convencionales incrementales, producto del resultado del pozo horizontal desarrollado en el área Agua del Cajón.

Extensión Concesión del área Pampa del Castillo: Capex y Petrominera acordaron al momento de tomar la explotación del área, que cumplido el compromiso inicial de inversión y ciertas inversiones adicionales por US\$ 70 millones, Capex a su sola opción y asociado con Petrominera en su carácter de único titular del área, pudiera continuar operando el área manteniendo su participación en la UT por un plazo ulterior de 20 años. Habiendo cumplido con estas inversiones adicionales, el Plan Trienal y el Plan de Inversión comprometido, Capex ha solicitado a la Autoridad de Aplicación que registre el nuevo vencimiento de la Concesión al 1 de noviembre de 2046.

Extensión Concesión del área Loma Negra y La Yesera

Durante el ejercicio 2022/23 se perforó el pozo LY-1002. Dado que YPF decidió no participar en la perforación de dicho pozo, el porcentaje de participación de dicha empresa fue tomado por Capex, incrementando su participación en la inversión y consecuente la producción asociada al 72,5%. La Sociedad posee el 37,5% de las reservas de La Yesera hasta agosto del 2027 y el 72,5% de agosto 2027 hasta agosto 2037.

Área Agua del Cajón: Durante el año finalizado el 30 de abril de 2023, fue perforado el pozo ADC-1045 con 1.700 metros de ramal lateral. El resultado obtenido en este pozo, junto con el buen resultado obtenido en las áreas linderas y otros trabajos asociados efectuados por Capex, alientan a llevar adelante el desarrollo de la formación Vaca Muerta en el área.

Energías renovables

Como parte de la estrategia del grupo al que pertenece la Emisora, consistente en contar con una plataforma de proyectos de generación de energía renovable local que permitan incrementar su capacidad instalada en este segmento de negocio, se firmó un acuerdo de adquisición de los derechos para desarrollar un proyecto de energía solar de 20 MW expandible a 130 MW en la provincia de San Luis.

Políticas Ambientales

El medio ambiente ha sido siempre uno de los temas de gran interés y relevancia para Capex y, en tal sentido, Capex lleva a cabo sus actividades en forma responsable con el medio ambiente, y de conformidad con la normativa aplicable. En este

contexto, la Emisora solicita informes ambientales a consultores independientes en forma periódica con el objeto de monitorear el impacto ambiental de sus actividades. Adicionalmente, en forma anual desarrolla un plan de gestión ambiental donde se prevén las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia.

Capex (junto a sus empresas vinculadas) realiza acciones tendientes a la conservación del ambiente en el marco de las actividades relacionadas con sus negocios.

Por consiguiente, asume para sus procesos los siguientes compromisos:

1. Conducir las actividades considerando la gestión ambiental en sus procesos como una prioridad teniendo en cuenta el contexto de la organización y las partes interesadas.
2. Cumplir con la legislación y normativa ambiental aplicable, otros requisitos a los que la organización suscriba relacionados con sus aspectos ambientales y obligaciones de cumplimiento con las partes interesadas.
3. Proteger el ambiente de daños que pudieran ser provocados por las actividades, productos o servicios, previniendo la contaminación, reduciendo las emisiones y descargas de todo tipo al ambiente y racionalizando la generación de residuos.
4. Mejorar la eficiencia de utilización de los recursos naturales y hacer un uso racional de estos buscando su máximo aprovechamiento.
5. Establecer, revisar y poner en conocimiento del personal, los objetivos y planes ambientales que permitan evaluar regularmente la evolución del desempeño ambiental y que sean acordes con el compromiso de la mejora continua, asumido en esta política, aplicando las tecnologías disponibles.
6. Evaluar los aspectos ambientales, riesgos y oportunidades de los procesos actuales y proyectados, incluyendo sus modificaciones.
7. Capacitar y concientizar al personal sobre su influencia en la gestión ambiental de acuerdo con su función y responsabilidad. Estimular a los proveedores y contratistas a sumarse en este aspecto y evaluar su desempeño ambiental.
8. Difundir esta política, mantenerla actualizada y proporcionar un marco adecuado para su implementación.

Salud ocupacional y Seguridad

Capex siempre tuvo en consideración la seguridad de sus empleados y el cumplimiento de la legislación aplicable, entendiendo que sin tener esto en cuenta, su continuidad no puede ser asegurada. Por esta razón, cada año se proponen acciones a las cuales se les asignan recursos, humanos y económicos, y se asegura el desarrollo que nos ayuda a cumplir nuestros objetivos.

Esto está hecho a través de los Planes de Administración de Seguridad donde todas las medidas previstas para el control de riesgos asociados con las actividades, productos, y servicios, incluyendo situaciones de emergencia. Este análisis está hecho en la etapa de diseño de cada uno de nuestros proyectos. Además, la mayoría de nuestras actividades son sujetas a procesos de aprobación por autoridades antes de que se ejecuten los trabajos, esto nos ayuda a mejorar día a día en las medidas de mitigación que son requeridas o propuestas por estas autoridades.

Cada una de nuestras compañías que operamos tienen policías de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambientales, de los cuales los principios básicos que retroalimentan nuestro sistema de gestión. En ese sentido, no solo cumplimos con las regulaciones establecidas por los organismos que supervisan esta industria, pero también cumplimos con diferentes normas que no son obligatorias, que nos ayuda a mejorar nuestra gestión de seguridad y ambiental. Este es el caso de las normas de IRAM y IAPG que aplican directamente a las industrias de petróleo y gas. Adicionalmente, también participamos activamente en los grupos de trabajo que diseñan estas normas que no son obligatorias, contribuyendo con el conocimiento de nuestros profesionales que tiene experiencia en todas las áreas de nuestro negocio.

La Sociedad ha instrumentado un proceso de gestión de los riesgos, el que ha permitido detectar los puntos críticos de su operatoria. Con estos datos se establecieron líneas de acción tendientes a mejorar la performance en salud ocupacional y seguridad, definir procedimientos operativos, capacitar al personal, monitorear sus actividades, fijar objetivos y metas alcanzables y desarrollar sus políticas tanto de seguridad como de alcohol y drogas.

Salud ocupacional

Se han desarrollado programas de capacitación tendientes a reducir los casos de enfermedades profesionales. Estos programas involucran a todas las áreas operativas de la Emisora y se basan en la difusión de los riesgos (por perfil de puesto) a los que se expone el personal en cada una de las tareas que desarrolla cotidianamente y la forma de mantenerlos bajo control. También se mantiene actualizado el relevamiento de agentes de riesgos que permite identificar y monitorear la influencia de los mismos en los trabajadores.

Para tratarlos problemas de salud y enfermedades profesionales, seguimos las recomendaciones de los organismos de control y contamos con el apoyo de médicos en cada una de las localidades donde la Sociedad tiene sus operaciones.

Seguridad

Estamos trabajando en nuestro Sistema de Administración de Seguridad adaptando nuestra documentación para que este aliada con el ISO 45001. Particularmente, hemos diseñado estratégicamente un sistema corporativo aliado con el Sistema de Administración Ambiental.

Existen procedimientos operativos mediante los cuales se pautan las tareas que se llevan a cabo en el campo, a los efectos de minimizar y prevenir cualquier riesgo ya identificado y poder responder adecuada y rápidamente ante su ocurrencia que, por su naturaleza, no están contemplados en los análisis de riesgos de cada área. Estos procedimientos operativos incluyen los planes de contingencias en los que se definen las acciones para dar respuesta inmediata a los posibles incidentes ambientales o accidentes personales.

Anualmente, consultores independientes realizan informes en los que se evalúa el estado de las instalaciones y la satisfacción de las normativas legales vigentes así como las buenas prácticas de la industria.

Las áreas de trabajo son auditadas permanentemente (por personal del departamento de Seguridad) y se realiza un seguimiento pormenorizado de los desvíos detectados. Las tareas “especiales”, es decir, aquellas que alcanzan un mayor riesgo para la integridad de personas o instalaciones, se supervisan según los procedimientos específicos de trabajos en altura, en espacios confinados, trabajos en caliente, entre otros.

En forma mensual se realiza un análisis de los valores obtenidos, por los indicadores de desempeño de la organización tales como “Índice de Frecuencia”; “Índice de Gravedad”; “Índice de Incidencia” e “Incidentes Vehiculares”, entre otros.

Políticas de Dividendos

La Política de Distribución de Dividendos de la Sociedad fue aprobada por el Directorio de la Compañía. La misma no constituye la obligación de Capex de distribuir dividendos, sino que establece las pautas y criterios a tener en cuenta para la distribución de dividendos, en cumplimiento de la Ley General de Sociedades, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y toda otra normativa aplicable. Dicha política tiene como objeto establecer lineamientos claros que sirvan como guía para la toma de decisiones informadas con respecto a la distribución y pago de dividendos de Capex.

La Emisora no ha distribuido dividendos durante los ejercicios cerrados en 2021 y 2020. Con fecha 23 de junio de 2022 el Directorio de la Sociedad aprobó la distribución de dividendos anticipados correspondiente a ganancias realizadas y líquidas del período intermedio cerrado al 31 de enero de 2022, los que fueron pagados con fecha 5 de julio de 2022. Posteriormente,

con fecha 27 de septiembre de 2022 el Directorio de la Sociedad aprobó la desafectación de fondos de la reserva facultativa para la distribución de dividendos, los cuales fueron pagados con fecha 11 de octubre de 2022. Ningún dividendo ha sido aprobado por el Directorio de la Compañía luego de octubre 2022. Anualmente, la Emisora evalúa, entre otros factores, y sin que los mismos constituyan una enumeración taxativa, los resultados obtenidos en el ejercicio, la liquidez, las necesidades de financiamiento futuras, las perspectivas económico-financieras propias y del entorno macroeconómico general, sus compromisos de inversión futuros, oportunidades de crecimiento y potenciales adquisiciones y sus restricciones y obligaciones contractuales presentes y futuras en general, para elevar una propuesta sobre el destino de los resultados a la Asamblea de Accionistas.

1. *DECISIÓN DE DISTRIBUIR DIVIDENDOS*: conforme lo establece el artículo 234 de la Ley General de Sociedades corresponde a la asamblea de accionistas considerar y resolver sobre la distribución de ganancias previa recomendación del Directorio.

2. *CONDICIONES PARA LA DISTRIBUCIÓN*: la Ley General de Sociedades establece que la distribución de dividendos a los accionistas son lícitos sólo si resultan de ganancias realizadas y líquidas correspondientes a un balance de ejercicio regularmente confeccionado y aprobado. Asimismo, el artículo 70 de la Ley General de Sociedades prevé que las sociedades deben efectuar una reserva no menor del cinco por ciento (5%) de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio, hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital social (en adelante la “Reserva Legal”). En este sentido, el Estatuto Social de la Sociedad establece que al cierre del ejercicio las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: (i) cinco por ciento (5%) hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital suscrito para el fondo de Reserva Legal; (ii) a remuneración del Directorio y Síndico, en su caso; (iii) a dividendo de las acciones preferidas, con prioridad de los pagos acumulativos impagos; y (iv) el saldo en todo o parte a participación adicional de las acciones preferidas y a dividendo de las acciones ordinarias, o a fondo de reservas facultativos, o de previsión o a cuenta nueva o el destino que determine la asamblea. A su vez, la Ley General de Sociedades prohíbe la distribución de dividendos en los supuestos en los que la Reserva Legal constituida disminuya a un monto menor que el exigido legalmente hasta tanto sea reintegrada, así como tampoco se podrán distribuir ganancias hasta que las pérdidas de ejercicios anteriores fueran cubiertas. Por lo tanto, para poder distribuir dividendos Capex deberá cumplir con los requerimientos de la Ley General de Sociedades y además, deberá contemplar las necesidades de fondos, situación patrimonial, inversiones comprometidas, restricciones contractuales, oportunidades comerciales que tenga la Sociedad, entre otros factores.

3. *ACCIONISTAS CON DERECHO A RECIBIR DIVIDENDOS*: los accionistas que tienen derecho a recibir el pago de dividendos son aquellos accionistas que se encuentran listados en el registro de accionistas de Capex llevado por Caja de Valores S.A.

4. *PROCEDIMIENTO PARA EL PAGO DE DIVIDENDOS*: el pago de dividendos se ajustará al procedimiento establecido en las Normas de la CNV vigente al momento de la distribución correspondiente.

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

Directorio y Gerencia

Las operaciones de Capex son conducidas por el Directorio, de conformidad con lo dispuesto en el estatuto de la Emisora (el “Estatuto”) y la Ley General de Sociedades.

El Estatuto de la Emisora establece que el Directorio estará compuesto por el número de miembros que fije la asamblea de accionistas entre un mínimo de tres y un máximo de seis miembros por mandatos de un año. La asamblea de accionistas también deberá designar suplentes en igual o menor número que los titulares y por el mismo plazo a fin de llenar las vacantes que se produjeran en el orden de su elección.

Los Directores durarán en sus cargos un ejercicio. El mandato de los directores se entiende prorrogado hasta que sean designados sus sucesores por la asamblea de accionistas y los nuevos miembros hayan tomado posesión de sus cargos. El mandato de todos los directores vencen en agosto de 2023, y sus reemplazantes serán designados en la asamblea de accionistas convocada para el día 23 de agosto de 2023.

A continuación se indican los actuales miembros del Directorio de Capex de conformidad con lo decidido por la Asamblea General Ordinaria de fecha 24 de agosto de 2022, que fuera inscripto en la IGJ el 6 de octubre de 2022 bajo el número 18773 del libro 110, tomo – de sociedades por acciones.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento(*)	Carácter (**)
Alejandro Enrique Götz	Presidente	24/08/2022	23/08/2023	No Independiente
Pablo Alfredo Götz	Vicepresidente	24/08/2022	23/08/2023	No Independiente
Rafael Andrés Götz	Director Titular	24/08/2022	23/08/2023	No Independiente
Marilina Manteiga	Directora Titular	24/08/2022	23/08/2023	Independiente
Pablo Menéndez	Director Titular	24/08/2022	23/08/2023	Independiente
Ernesto Grandolini	Director Suplente	24/08/2022	23/08/2023	Independiente
Miguel Fernando Götz	Director Suplente	24/08/2022	23/08/2023	No Independiente
Sebastián Götz	Director Suplente	24/08/2022	23/08/2023	No Independiente

(*) Conforme el estatuto social de la Compañía, los directores son elegidos por los accionistas para desempeñar sus funciones durante un ejercicio económico, si bien deberán permanecer en su cargo hasta la designación de nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas, de conformidad con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

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

El domicilio legal de los Directores es el domicilio legal de la Emisora que figura en la contratapa del Prospecto.

Existen las siguientes relaciones familiares entre los miembros del Directorio: los Sres. Alejandro Enrique Götz, Pablo Alfredo

Götz, Rafael Andrés Götz, Miguel Fernando Götz y Sebastián Marcelo Götz son hermanos.

A continuación, se transcribe una breve descripción biográfica de los miembros del Directorio:

Alejandro Enrique Götz. (D.N.I. 10.192.539 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-10192539-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 4 de mayo de 1962, se recibió de abogado en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 7 de julio de 1994. Además de desempeñarse como Presidente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Presidente de CAPSA, Presidente de Servicios Buproneu, Presidente de Interenergy Argentina S.A. (“Interenergy”), Presidente de Interenergy Inversiones S.A., Vicepresidente de Interflow S.A., Vicepresidente de Plenium Energy S.A., Director Titular de Bosque Andino S.A., Director Titular de Bosques Verdes S.A., Vicepresidente de Wild S.A., Director Titular de Alparamis S.A. y Vicepresidente de Hychico, Director Suplente en Estancias Meliquina S.A., Presidente de Fundación Diadema, Vicepresidente de E G WIND S.A y Director Titular de Horkla S.A. Asimismo, a la fecha de este Prospecto, integra el Comité de Auditoría y el Comité de Nominaciones y Remuneraciones.

Pablo Alfredo Götz. (D.N.I.16.672.670 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-16672670-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 14 de julio de 1963, se recibió de licenciado en economía agropecuaria en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 23 de julio de 1997. Además de desempeñarse como Vicepresidente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Presidente de E G WIND S.A., Director Titular de Plenium Energy S.A., Presidente de Hychico, Vicepresidente de Servicios Buproneu, Vicepresidente de Interenergy, Vicepresidente de Interenergy Inversiones S.A., Director Titular de Interflow S.A., Presidente de Bosque Patagónico S.A., Vicepresidente de Bosques Verdes S.A., Presidente de Camp Cooley El Bagual S.A., Director Suplente de Puyel S.A., Vicepresidente de Estancias Meliquina S.A., Presidente de Wild S.A., Vicepresidente de Alparamis S.A., Vicepresidente de CAPSA, y Vicepresidente de Bosque Andino S.A, Tesorero de Fundación Diadema y Director Suplente de Horkla S.A.

Rafael Andrés Götz. (D.N.I. 17.201.357| C.U.I.T/C.U.I.L 20-17201357-1 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 29 de septiembre de 1964, se recibió de licenciado en sistemas en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 23 de julio de 1996. Además de desempeñarse como Director Titular de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Director Titular de CAPSA, Director Titular de Servicios Buproneu, Director Titular de Interenergy, Director Titular de Interenergy Inversiones S.A., Director Titular de Hychico. Presidente de Bosque Andino S.A., Presidente de Bosques Verdes S.A., Presidente de Estancias Meliquina S.A., Director Titular de Wild S.A., Director Suplente de Plenium Energy S.A., Director Suplente de Interflow S.A., Director Titular de Alparamis S.A. y Director Titular de E G Wind S.A. y Presidente de Horkla S.A.

Marilina Alba Manteiga. (D.N.I. 25.257.238 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-25257238-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacida el 2 de mayo de 1976, se recibió de Licenciada en Economía en la Universidad de San Andrés. Además de desempeñarse como Directora Titular de la Emisora, ocupó cargos en el Banco Central de la República Argentina, McKinsey & Co, MetLife Compañía de Seguros y AFJP, Novartis Argentina S.A., Merck S.A., y Janssen Cilag Farmacéutica S.A. Asimismo, a la fecha de este Prospecto integra el Comité de Auditoría y el Comité de Nominaciones y Remuneraciones.

Pablo Menéndez. (D.N.I. 20349933 | C.U.I.T 20-20349933-8), Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 17 de junio de 1968, se recibió de Contador Público Nacional en la Universidad Católica Argentina y posee un Master en Dirección de Empresas por el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE). Se incorporó a la Emisora el 28 de agosto de 2020. Además de desempeñarse como Director Titular de la Emisora, a la fecha de este Prospecto preside el Comité de Auditoría y el Comité de Nominaciones y Remuneraciones. Anteriormente se desempeñó en Bagley Argentina por cuatro años, Arcor por diecisiete años, Burns Phillips South América por tres años y Moore Stephens Int Ltd por seis años.

Ernesto Carlos Grandolini. (D.N.I. 17.764.679 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-17674769-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 9 de enero de 1966, se recibió de contador en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 28 de agosto de 2018. Además de desempeñarse como Director Suplente de la Emisora ocupó cargos en Renault Argentina S.A. y Empresa Petro Argentina S.R.L.

Miguel Fernando Götz. (D.N.I. 18.110.690 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-18110690-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.)

Nacido el 30 de agosto de 1966, se recibió de licenciado en sistemas en la Universidad de Belgrano, y se incorporó a la Emisora con fecha 7 de julio de 1997. Además de desempeñarse como Director Suplente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Director Titular de CAPSA, Director Suplente de Servicios Buproneu, Director Suplente de Interenergy Argentina S.A., Director Suplente de Interenergy Inversiones S.A., Director Suplente de Interflow S.A., Director Suplente de Hychico. Presidente de Plenium Energy S.A., Vicepresidente de Bosque Patagónico S.A., Presidente de Puyel S.A., Director Suplente de Bosques Verdes S.A., Director Titular de Wild S.A., Director Suplente de Camp Cooley El Bagual S.A, Director Titular de Alparamis S.A., Director Suplente de Horkla S.A. y Director Suplente Estancias Meliquina S.A.

Sebastián Marcelo Götz. (DNI 24.350.447| CUIL 20-24350447-4), Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, CABA). Nacido el 23 de enero de 1975, se recibió de Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad de San Andrés. Se incorporó a la Emisora el 28 de agosto de 2020. Además de desempeñarse como Director Suplente de la Emisora es Presidente de Alparamis S.A., Presidente de Interflow S.A., Vicepresidente de Horkla S.A., Director Titular de Wild S.A., Director Suplente de Plenium Energy S.A., y Director Suplente de Compañías Asociadas Petroleras S.A.

Gerencia de Primera Línea y Coordinadores:

Los miembros de la gerencia de primera línea y coordinadores de Capex a la fecha de este Prospecto son los siguientes:

Nombre	Cargo
Adolfo Storni	Gerente General
Matias Oscar Salerno	Gerente de Administración y Finanzas
Norberto Pablo Larrosa Zavalía	Gerente de Asuntos Legales
Diego Lopez Cuneo	Gerente Comercial
Gabriel Osvaldo Irazuzta	Gerente de Operaciones Comahue
Jorge Buciak	Gerente de Ingeniería, Desarrollo y Logística
Osvaldo Román Laskowski	Gerente de Yacimiento
Laura Airoides	Gerente de Auditoría Interna
Oscar Ernesto Nefa	Gerente de Administración y Recursos Humanos Comahue
Paola Karina Bazán	Coordinadora de Compensaciones y Relaciones Laborales
Ricardo Ariel Perez	Gerente de Energías Eléctricas
Silvia Vidal Hernandez	Gerente de Sustentabilidad

El domicilio de todos los gerentes de primera línea es el domicilio legal de la Emisora que figura en el presente Prospecto.

A continuación se transcribe una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea:

Adolfo Storni. El Sr. Storni es licenciado en Economía por la Universidad Católica Argentina y posee un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Se unió a nuestra empresa en octubre de 2022 y se desempeña como Director Ejecutivo. Anteriormente, se desempeñó como Director Ejecutivo en Estancias del Lago, Gamorel y Extraberries durante cinco años, Director Ejecutivo en Ingenio Río Grande y Río Grande Energía durante cuatro años, Director Comercial en Expofrut durante cuatro años, Director Comercial en San Miguel durante siete años, ocupó varios cargos de gestión de marketing y ventas en Arcor durante ocho años, fue Gerente de Ventas en Gatorade durante dos años, Trader de Materias Primas en Cargill y Trainee Junior en el Banco Nacional de Boston.

Matías Salerno. (D.N.I.24.497.588 | C.U.I.L 20-24497588-8), Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 21 de marzo de 1975, se recibió de contador público nacional y licenciado en administración de empresas en la Universidad Católica Argentina. Posee un MSc in Finance otorgado por Cass Business School en Londres, Reino Unido. Se incorporó a la Emisora en febrero de 2017 y ocupa el cargo de Gerente de Administración y Finanzas desde abril de 2018. Anteriormente se desempeñó como asesor de Southern Cross Group por un año, en Interbarga por el lapso de cinco años, en Globant por un año, en Barclays Capital por cuatro años, en Movicom BellSouth por cuatro años y en Edenor por dos años.

Norberto Larrosa. (D.N.I. 17.200.728 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-17200728-8 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A). Nacido el 19 de octubre de 1964, se recibió de abogado en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en septiembre de 1993 y reingresó en agosto de 2005. Ocupa el cargo de Gerente de Asuntos Legales desde Julio de 2017. Anteriormente se desempeñó como Jefe de Asuntos Legales en IGGAM S.A. por 3 años, como Gerente de Asuntos Legales en Empresa Distribuidora de Energía de Entre Ríos S.A. (EDEERSA) por tres años y como Gerente de Asuntos Legales en CMS Operating S.A. por seis años.

Diego López Cúneo. (D.N.I. 17.362.308 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-17362308-9 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 14 de julio de 1965. Se incorporó a la Emisora en enero de 1994 y ocupa el cargo de Gerente Comercial desde Julio de 2017. Anteriormente se desempeñó en CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista SA) por tres años y en Agua y Energía Eléctrica S.E. por tres años.

Gabriel Osvaldo Irazuzta. (D.N.I. 12.724.965 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12724965-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 3 de febrero de 1959, se recibió de ingeniero eléctrico en la Universidad Católica de Córdoba y posee una especialización en Explotación de Yacimientos realizado en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en junio de 1991. Desde enero de 2009 ocupa el cargo de Gerente de Operaciones de Agua del Cajón.

Jorge Buciak. (D.N.I. 12.642.931 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12642931-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 13 de junio de 1958, se recibió de ingeniero hidráulico-civil en la Universidad de La Plata y Especialización en Explotación de yacimientos en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en octubre de 1991 y ocupa el cargo de Gerente de Ingeniería y Explotación de Buenos Aires desde octubre de 2002. Anteriormente se desempeñó en Bridas por el lapso de dos años y en YPF por un lapso de seis años.

Osvaldo Román Laskowski (DNI 18.092.415 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-18092415-9 Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A. Nacido el 5 de Septiembre 1966, ingeniero en construcciones recibido en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Ingresó a la Compañía en noviembre 2019 y ocupa el cargo de Gerente de Yacimiento. Anteriormente se desempeñó en Tecpetrol SA en diversas posiciones en Argentina y el Exterior durante 27 años.

Oscar Ernesto Nefa. (D.N.I. 12.306.055 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-12306055-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 15 de junio de 1956, se recibió de contador público nacional en la Universidad Nacional de Cuyo. Ingresó a la Emisora en febrero de 1991. Se desempeña como Gerente de Administración y Recursos Humanos de Agua del Cajón desde mayo de 2008.

Laura Airolde. (D.N.I.23.675.589 | C.U.I.T/C.U.I.L 23-23675589-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A). Nacida el 13 de noviembre de 1973, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en diciembre de 2007 y ocupa el cargo de Gerente de Auditoría Interna desde abril de 2018. Anteriormente se desempeñó en PricewaterhouseCoopers por el lapso de once años, como Gerente de las áreas de servicios de Consultoría de Procesos de Negocios y Gestión de Riesgos Operativos.

Paola Karina Bazán. (D.N.I. 22.991.336 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-22991336-6 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 10 de octubre de 1972, se recibió de Licenciada en Relaciones Industriales en la Universidad Argentina de la Empresa. Se incorporó a la Emisora en julio de 2016 y ocupa el cargo de Coordinadora de Compensaciones y Relaciones Laborales. Anteriormente se desempeñó en Nalco Argentina SRL durante 12 años, Hutchison por el lapso de 2 años como así también en Cabaña y Estancia Santa Rosa y Coca Cola de Argentina, entre otras, siempre en el área de Recursos Humanos.

Ricardo Ariel Pérez. (D.N.I. 22.637.658 | C.U.I.L 20-22637658.6), Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacido el 23 de mayo de 1972, se recibió de Ingeniero Nuclear en la Universidad de Cuyo y de Especialista en Ciencias Químicas y del Medio Ambiente por la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora en abril de 2006 y ocupa el cargo de Gerente de Energías Renovables desde julio de 2017. Anteriormente se desempeñó en Conuar por el lapso de cinco años, en Solex por un año y Cotesa por tres años.

Silvia María Vidal Hernández. (D.N.I. 26.067.798 | C.U.I.L 27-26067798-0), Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A.) Nacida el 7 de septiembre de 1977, se recibió de Licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Se incorporó a la Emisora en agosto de 2001 y ocupa el cargo de Gerente de Sustentabilidad desde enero de 2023. Anteriormente se desempeñó en el área de Seguridad y Medio Ambiente.

No existen contratos de trabajo a plazo fijo o contratos que excedan las estipulaciones establecidas en las normas laborales aplicables celebrados con los gerentes de primera línea. Asimismo, no existen contratos de locación de servicios de los directores con la Emisora o cualquiera de sus subsidiarias que provean beneficios luego de la terminación de sus mandatos.

Órgano de Fiscalización

Conforme a la ley argentina, la Comisión Fiscalizadora se encarga de supervisar el cumplimiento de lo estipulado en el estatuto de la Emisora y la Ley General de Sociedades. Esta Comisión deberá preparar un informe acerca de la precisión de la información financiera presentada por el Directorio de la Emisora a los accionistas para ser presentada en la asamblea general ordinaria anual, sin perjuicio del rol que desempeñan los auditores externos. El Estatuto de la Emisora establece que la Comisión Fiscalizadora estará conformada por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes, elegidos por los accionistas, que ocuparán sus cargos durante períodos de un año. El mandato de los síndicos se entiende prorrogado hasta que sean designados sus sucesores por la Asamblea de Accionistas y los nuevos miembros hayan tomado posesión de sus cargos.

Los integrantes de la Comisión Fiscalizadora, en la República Argentina denominados síndicos, están autorizados también a (i) convocar asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas, (ii) incluir en el orden del día de las asambleas de accionistas los temas que consideren procedentes, (iii) asistir a asambleas de accionistas y (iv) en general, controlar los asuntos de la Emisora.

A continuación se indican los actuales miembros de la Comisión Fiscalizadora de Capex de conformidad con lo decidido por la Asamblea General Ordinaria de Capex de fecha 24 de agosto de 2022.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento(*)
Norberto Feoli	Síndico Titular	24/08/2022	23/08/2023
Edgardo Giudicessi	Síndico Titular	24/08/2022	23/08/2023
Mario Árraga Penido	Síndico Titular	24/08/2022	23/08/2023
Claudia Marina Valongo	Síndico Suplente	24/08/2022	23/08/2023
Andrea Mariana Casas	Síndico Suplente	24/08/2022	23/08/2023
Claudia Angélica Briones	Síndico Suplente	24/08/2022	23/08/2023

(*) Conforme el estatuto social de la Compañía, los síndicos son elegidos por los accionistas para desempeñar sus funciones durante un ejercicio económico, si bien deberán permanecer en su cargo hasta la designación de nuevos síndicos en la siguiente asamblea de accionistas.

De conformidad con lo exigido por el art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV, se informa que la totalidad de los señores síndicos revisten el carácter de independientes y su domicilio legal es aquel que figura en la contratapa del Prospecto.

A continuación, se incluye una síntesis de los antecedentes de cada uno de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de Capex:

Norberto Feoli. (D.N.I. 7.600.424 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-07600424-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 21 de agosto de 1947, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 20 de diciembre de 1988. Tiene más de 30 años de ejercicio de la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Socio de la firma. Actualmente se desempeña como Síndico de prestigiosas firmas del país.

Edgardo Giudicessi. (D.N.I. 7.691.130 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-07691130-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 31 de marzo de 1949, se recibió de contador público en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en Impuestos. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 30 años de ejercicio de la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Director de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en importantes compañías del país.

Mario Árraga Penido. (D.N.I. 4.284.136 | C.U.I.T/C.U.I.L 20-04284136-7 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacido el 24 de enero de 1939, se recibió de abogado en la Universidad de Buenos Aires. Especializado en Derecho Civil y Comercial. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 30 años de experiencia en la profesión, es profesor titular en las Universidades de Buenos Aires y del Salvador y encabeza su propio estudio jurídico.

Claudia Marina Valongo. (D.N.I.13.958.869 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-13958869-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 24 de septiembre de 1960, se recibió de contadora pública en la Universidad Nacional de Rosario. Especialista en Auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 20 años de experiencia en la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Gerente de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en varias compañías del país.

Andrea Mariana Casas. (D.N.I.20.471.164 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-20471164-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 28 de octubre de 1968, se recibió de contadora pública en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en Auditoría externa. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 20 años de experiencia en la profesión, fue miembro de PwC, habiéndose retirado como Gerente de la firma. Actualmente se desempeña como consultor de su especialidad en forma independiente en varias compañías del país.

Claudia Angélica Briones. (D.N.I. 13.746.148 | C.U.I.T/C.U.I.L 27-13746148-5 | Domicilio: Av. Córdoba 950 5°C, C.A.B.A) Nacida el 4 de octubre de 1957, se recibió de abogada en la Universidad de Buenos Aires. Se incorporó a la Emisora con fecha 24 de agosto de 2004. Tiene más de 25 años de experiencia en la profesión. Actualmente se desempeña como abogada en forma independiente.

Remuneración:

La Ley General de Sociedades determina que, en caso de no estar fijada en el estatuto de la Emisora, la remuneración a los miembros del Directorio debe ser fijada por la asamblea de accionistas. El monto máximo de las retribuciones que por todo concepto pueden percibir los miembros del directorio, incluidos sueldos y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico administrativas de carácter permanente, no podrán exceder del veinticinco por ciento (25%) de las ganancias de la Emisora. La asamblea de accionistas puede acordar remuneraciones en exceso cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico administrativas por parte de uno o más directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias, impongan la necesidad de exceder los límites prefijados.

La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones (conforme se define más adelante) cuya función principal es la de establecer la política de remuneraciones para los miembros del Directorio. Por su parte, el Directorio establece la política de remuneración del Gerente General, en base a estudios de mercado proporcionados por la Gerencia de Recursos Humanos. La Gerencia de Recursos Humanos cuenta con un proceso de análisis de remuneraciones o compensaciones que se realiza de acuerdo con las prácticas de mercado en la materia.

De conformidad con lo resuelto en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad celebrada con fecha 24 de agosto de 2022, el monto total de honorarios percibidos por los miembros del Directorio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 ascendió a la suma total de \$31.000.000, mientras que los honorarios percibidos por los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 ascendió a la suma total de \$ 5.292.617. Por su parte, la retribución devengada a los miembros de la alta dirección (según normas contables), en concepto de servicios laborales prestados (salarios y otras prestaciones) devengadas al 30 de abril de 2022 y 2021, asciende a miles de Pesos 470.155 y 417.794 respectivamente. La remuneración de los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio que finalizó el 30 de abril de 2023 va a ser considerado en la Asamblea General convocada para agosto 2023.

La Emisora no posee plan de “*stock options*” alguno (opciones de compra de acciones) ni otro tipo alguno de compensación bajo el cual los Directores o Gerentes de Primera Línea participen de las ganancias de Capex. Asimismo, Capex no cuenta con contrato alguno con sus Directores que establezca beneficios posteriores a su retiro o expiración de sus mandatos.

Comité de Auditoría:

De conformidad con lo dispuesto por las normas de la CNV, el 21 de mayo de 2003 el Directorio de la Sociedad aprobó el reglamento del comité de auditoría de la Sociedad (el “Comité de Auditoría”), estableciendo que el mismo funcionará en forma colegiada con 3 miembros del directorio y pudiéndose nombrar una cantidad igual o inferior de miembros suplentes.

En su reunión de fecha 24 de agosto de 2022 el Directorio de la Sociedad nombró a los siguientes integrantes del Comité de Auditoría:

Nombre	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento de Mandato
Pablo Menéndez	Presidente	24/08/2022	23/08/2023
Marilina Manteiga	Miembro Titular	24/08/2022	23/08/2023
Alejandro Götz	Miembro Titular	24/08/2022	23/08/2023

Sus honorarios como miembros del Comité de Auditoría se encuentran incluidos dentro del monto a abonar como honorarios al Directorio.

Funcionamiento del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría funciona sujeto a las siguientes reglas:

- Sesiona con la presencia de todos sus miembros una vez cada tres meses y con mayor frecuencia si las circunstancias y/o los estatutos así lo exigieran y/o fuera solicitado por cualquiera de sus miembros.
- A las sesiones del Comité podrán concurrir con voz, pero sin voto otros miembros del Directorio, de la Sindicatura y representantes de la Gerencia General con el solo requisito de ser citados por el comité o bien lo soliciten en instancia previa a la reunión.
- Los auditores externos designados podrán acudir a las sesiones del comité siempre que fuesen convocados para ello para discutir aspectos de su tarea o bien en ocasión de presentar su informe sobre los Estados Financieros Consolidados sometidos a su revisión.
- La Auditoría Interna mantiene comunicación con el comité.

Funciones del Comité de Auditoría

Las funciones del Comité de Auditoría son las que se detallan a continuación:

- Emitir opinión fundada sobre la propuesta de designación de los auditores externos a contratar por la Emisora.
- Revisar la planificación de la tarea de los auditores externos y realizar el seguimiento de la misma, poniendo especial énfasis en la independencia de criterio.
- Emitir opinión fundada respecto de operaciones con partes relacionadas toda vez que en la Emisora exista o pueda existir un supuesto de conflicto de intereses conforme la normativa aplicable.
- Supervisar la aplicación de normas y políticas establecidas por la Emisora en materia de información sobre la administración de situaciones de riesgo.
- Supervisar la planificación y el funcionamiento de la auditoría interna, requiriendo la realización de tareas especiales y la producción de informes sobre las mismas.
- Evaluar el funcionamiento de los sistemas de control interno y recomendar modificaciones que tiendan a minimizar riesgos sin interferir con la actividad operativa de la Emisora.
- Evaluar y supervisar el sistema de registración e información administrativo-contable, así como su fiabilidad y la producción de información financiera o de otros hechos significativos que sea presentada a la CNV en cumplimiento del régimen informativo aplicable.
- Brindar a los interesados información completa respecto de las operaciones en las cuales pudiera existir conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes.
- Emitir opinión sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y otros planes de retribución de los directores y administradores de la Emisora que formule el órgano de administración.
- Emitir opinión sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia.
- Verificar el cumplimiento de las normas de conducta de administradores, funcionarios o empleados que puedan vulnerar políticas o normas de conducta de la Emisora.
- Emitir opinión sobre el estado de compromiso financiero de la Emisora, en particular con relación a títulos u obligaciones de la Emisora que se encuentran en mercado.

Responsabilidades y atribuciones del Comité de Auditoría:

Plan de trabajo: Anualmente, el comité de auditoría deberá elaborar un plan de trabajo para el ejercicio que informará al directorio y al órgano de fiscalización.

Presupuesto: El comité deberá preparar su presupuesto de gastos de funcionamiento, el que una vez aprobado por el Directorio, se constituirá en un punto a tratar por la Asamblea de Accionistas.

Requerimiento de colaboración: Los directores, miembros del órgano de fiscalización, gerentes y auditores externos estarán obligados, a requerimiento del comité de auditoría, a asistir a sus sesiones y a prestarle su colaboración y acceso a la información de que dispongan. Dentro de estas circunstancias el comité de auditoría tendrá acceso a toda la información y documentación que estime necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones.

Asistencia: La auditoría interna deberá asistir al comité en todas aquellas materias que se encuentren dentro de sus incumbencias profesionales, entre las cuales se pueden mencionar: (i) Inventarios físicos de bienes propiedad de la empresa, (ii) Arqueos de fondos y valores; (iii) Análisis y opinión sobre determinada información contable, financiera o de gestión, (iv) Análisis de determinados riesgos.

Asistencia externa: El comité podrá recabar el asesoramiento de letrados y otros profesionales independientes y contratar sus servicios por cuenta de la Emisora dentro del presupuesto que a tal efecto le apruebe la asamblea de accionistas.

Informes: El comité presentará al Directorio un informe anual sobre los resultados de su gestión, con un análisis del cumplimiento de su plan de acción.

Comité de Nominaciones y Remuneraciones

El Comité de Nominaciones y Remuneraciones (el “Comité”) está reglamentado por el Reglamento del Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual fue aprobado por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 27 de julio de 2020. En dicho reglamento, se establece que el Comité estará integrado por tres miembros titulares designados por el Directorio entre sus miembros. De igual manera, el Directorio debe designar igual o menor número de suplentes. Los miembros del Comité permanecerán en sus cargos por el plazo de un año, pudiendo ser reelegidos siempre que conserven su calidad de miembros del Directorio de la Sociedad.

En su reunión de fecha 24 de agosto de 2022 el Directorio de la Sociedad nombró a los siguientes integrantes del Comité:

Nombre	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento de Mandato
Pablo Menéndez	Presidente	24/08/2022	23/08/2023
Marilina Manteiga	Miembro Titular	24/08/2022	23/08/2023
Alejandro Götz	Miembro Titular	24/08/2022	23/08/2023

Sus honorarios como miembros del Comité de Nominaciones y Remuneraciones se encuentran incluidos dentro del monto a abonar como honorarios al Directorio.

Funciones del Comité de Nominaciones y Remuneraciones:

El Comité está presidido por un Director Independiente designado por sus miembros, conforme con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. El Presidente del Comité está encargado de (i) representar al Comité; (ii) convocar al Comité; (iii) redactar el orden del día; y (iv) presidir las reuniones del Comité. Asimismo, el Presidente del Comité, siempre que lo encuentre conveniente, podrá delegar el ejercicio de sus funciones en la Secretaría Corporativa.

Dentro de las facultades del Comité se encuentran las de asistir al Directorio y/o a la Asamblea en la (i) designación de miembros del Directorio; (ii) elaboración, implementación y seguimiento de políticas y/o planes de nominación de los miembros del Directorio, garantizando un plan de sucesión efectivo; (iii) la orientación a los nuevos Directores; (iv) en materia de remuneraciones del Directorio; (v) elaboración y seguimiento de políticas y planes de remuneración y/o beneficios para el Directorio y el gerente general.

Asimismo, el Comité debe informar al Directorio sobre el desempeño de sus actuaciones y comunicar las medidas que considere convenientes tomar en el ámbito de sus funciones.

Información sobre participaciones accionarias

El 11,76% del capital social de Capex con derecho a voto se encuentra en manos de Alejandro Götz, Pablo Götz, Rafael Götz, Miguel Götz y Sebastián Götz, Directores de la Emisora. Por otro lado, el 0,0048% del capital social de Capex con derecho a voto se encuentra en manos de miembros de la Gerencia de Primera Línea de la Emisora.

La Emisora no tiene conocimiento ni ha sido informada de ningún empleado o Gerente de Primera Línea que posea participaciones accionarias con la excepción de lo establecido en el párrafo anterior.

No existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de Capex, ya sean acciones, opciones o valor negociable alguno.

Gobierno Corporativo

Con fecha 27 de julio de 2020, el Directorio de la Sociedad aprobó las políticas y reglamentos del Código de Gobierno Societario establecidos en función de la Resolución General N° 797/2019 de la CNV. Anualmente, la Sociedad publica junto con la memoria un reporte del Código de Gobierno Societario, pudiendo consultarse el reporte correspondiente al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 en la AIF bajo el ID #2917416 (el “Código de Gobierno Societario”). Para su debida aplicación, el Directorio aprobó la siguiente reglamentación para su aplicación a partir del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021: (i) Reglamento del Directorio; (ii) Reglamento del Comité de Nominaciones y Remuneraciones; (iii) Política de Dividendos; (iv) Política de Transacciones con Partes Relacionadas; (v) Política de Nominaciones de Candidatos para el Directorio de la Sociedad; (vi) Política de Remuneraciones del Directorio; (vii) Política de Remuneración del Gerente General y de los Gerentes de Primera Línea; y (viii) Política de Sucesión del Gerente General.

Asimismo, atento a que la Sociedad tiene como pilares fundamentales llevar a cabo las actividades de forma ética, íntegra y transparente, en la reunión de Directorio de fecha 27 de julio de 2020 se resolvió la aprobación del Programa de Integridad de la Sociedad (el “Programa de Integridad”), que incluye el Código de Conducta y las Reglas y Procedimientos para actuar en Concursos y Licitaciones Públicas, en la ejecución de Contratos Administrativos y en interacciones con el Sector Público. De conformidad con el artículo 23 de la Ley N 27.401, en dicha reunión se resolvió designar al Departamento de Auditoría Interna como responsable interno a cargo del desarrollo, coordinación y supervisión del Programa de Integridad.

El Código de Conducta establece los principios y valores que deben inspirar y definir las pautas de conducta de todos los empleados, gerentes y directores de la Sociedad. Es cultura de Capex que todos sus miembros apliquen cotidianamente principios de integridad y conducta transparente y de buenas prácticas en el desarrollo de las actividades y los negocios de la Sociedad. Entre otras cosas, se establece que los directores, gerentes y empleados deben evitar todo potencial o presente conflicto de intereses (los propios con los de la Sociedad). En la medida en que algún, director, gerente o empleado de la Sociedad se encuentre frente a una situación que le puede generar un conflicto de interés, éste deberá ser reportado automáticamente a su superior, quien lo comunicará a su Gerente y a Auditoría Interna.

Empleados

El siguiente cuadro presenta el detalle de los empleados de la Compañía al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

	2023	2022	2021
Empleados	317	309	292

De los 317 empleados de Capex al 30 de abril de 2023, 16 se encuentran afiliados al Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, 77 al Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, y 63 al Sindicato Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral, 7 son miembros del Sindicato de Petroleros Privados de Chubut, 7 son miembros de la Asociación del Personal Universitario de Agua y Energía, 23 son miembros de la Asociación del Personal Jerárquico del Agua y Energía (sindicatos) y 124 son personal fuera de convenio colectivo. Todos los empleados reciben asimismo cobertura de seguro de vida (de acuerdo a las leyes aplicables y en función de ciertos beneficios otorgados por Capex) y cobertura de servicios médicos (ya sea a través de la obra social prepaga ofrecida por Capex o bien a través de la obra social que le corresponde al personal convenionado que opta por esta última opción).

Contratistas

Al 30 de abril de 2023, los contratistas de Capex contaban con un personal contratado de aproximadamente 1943 personas involucradas en las actividades de Capex. No obstante, se informa que dicho personal fluctúa continuamente en función del volumen de actividad desarrollado por Capex en cada momento (*véase “Factores de Riesgo - La Emisora podría incurrir en responsabilidad laboral significativa en relación con su tercerización de actividades”*).

Capex realiza una evaluación de la capacidad y experiencia técnica de todos sus contratistas, recursos financieros y desempeño

en Salud, Seguridad y Ambiente; asimismo, llama a licitación para sus proyectos entre contratistas calificados, evaluando sus credenciales e idoneidad antes de evaluar su propuesta financiera. En los últimos tiempos Capex ha desarrollado una iniciativa con algunos de sus principales contratistas a fin de mejorar las eficiencias operativas así como el desempeño general en Salud, Seguridad y Ambiente. Esta iniciativa comprende la incorporación de ciertas disposiciones a los términos y condiciones de práctica entre Capex y sus contratistas. Las disposiciones adicionales comprenden indicadores de rendimiento clave destinados a evaluar el rendimiento de los contratistas, los cuales permiten a Capex administrar con mayor eficiencia el rendimiento de los mismos.

Los contratistas de Capex también tienen empleados afiliados a sindicatos, principalmente al Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Provincia del Neuquén y La Pampa; Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa; Sindicato de Choferes de Camiones y Empleados del Transporte Automotor de Cargas del Neuquén; Sindicato de la UOCRA Neuquén, Unión Obrera Metalúrgica (UOM), Sindicato Petrolero y Gas Privado de Chubut, Sindicato del Personal Jerárquico del Petróleo y Gas de la Patagonia Austral, Sindicato del Personal de Sanidad, Vigilancia y Camioneros. Para mayor información véase “*Factores de Riesgo – Capex podría soportar medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores*”.

Recursos Humanos

Capex ha definido dentro de su estrategia de negocio el desarrollo de acciones que fortalecen el liderazgo, la formación de sus equipos, y la adquisición de competencias críticas para el negocio.

Desarrollar una organización sostenible, sólida en la atracción y retención de talentos y alineada organizacionalmente, constituyen aspectos clave de la cultura de liderazgo de la empresa, que se concretan a través de la implementación de herramientas diseñadas especialmente para este fin.

En este sentido, la empresa ha desarrollado programas de desarrollo gerencial y mandos medios, planes de sucesión y acciones de formación tanto técnica como de gestión, que están articulados dentro del proceso general de gestión de las personas.

Asesores

Asesores Legales: El asesor legal de la Emisora con respecto al Prospecto es el Estudio Salaverri | Burgio | Wetzler Malbrán, con domicilio en Av. del Libertador 602, Piso 3, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Asesores impositivos: Price Waterhouse & Co. Asesores de Empresas S.R.L, con domicilio en Bouchard 557 Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Audidores

Los estados financieros al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021, fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (CUIT: 30-52573387-0), contadores públicos independientes, inscriptos en el Registro de la Asociación de Profesionales Universitarios del CPCECABA (T° 1 F° 17). El domicilio social de los auditores externos es Bouchard 557, Piso 8°, Ciudad de Buenos Aires. El socio firmante de PwC de los últimos tres (3) ejercicios anuales de la Emisora fueron los siguientes:

Estado Financiero al:	Socio firmante	Estudio contable:	Domicilio:	D.N.I.:	C.U.I.T. / C.U.I.L.:	Matriculado en:
30 de abril de 2023	Carlos Brondo	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	22.407.041	20-22407041-2	CPCECABA T° 391, F° 78
30 de abril de 2022	Carlos Brondo	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	22.407.041	20-22407041-2	CPCECABA T° 391, F° 78
30 de abril de 2021	Nicolás A. Carusoni	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	22.970.512	20-22970512-2	CPCECABA T° 252, F° 141

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas a celebrarse el próximo 23 de agosto de 2023 determinará la designación de un estudio contable para que lleve a cabo las tareas de auditoría externa de la Compañía para el ejercicio que finalice el 30 de abril de 2024.

RESUMEN DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

El siguiente resumen está condicionado en su totalidad y se encuentra sujeto a la información detallada incluida en otros capítulos del Prospecto. Los términos y expresiones particulares de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables estarán detallados en el Suplemento de Prospecto aplicable. El presente deberá leerse junto con el respectivo Suplemento de Prospecto. Las palabras utilizadas y no definidas en este resumen tendrán los significados que se les otorga en la sección “De la Oferta y la Negociación” del presente Prospecto.

Emisora	Capex S.A.
Colocadores	El o los colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Organizadores	La o las personas autorizadas que la Emisora pudiera oportunamente designar como Organizadores de cada Clase y/o Serie.
Monto del Programa	Por hasta US\$600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) en cualquier momento en circulación o los demás montos que pudieran ser acordados por la Emisora y el o los Colocadores y aprobados por la CNV.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. Por otra parte, en caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley N°24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos de Prospecto correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas aprobados por la CNV.
Monedas o Unidades de Valor	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas, según especifique en el respectivo Suplemento en: (i) Pesos, (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) Unidades de Vivienda (“ <u>UVI</u> ”), actualizable por el índice del costo de la construcción en el Gran Buenos Aires (“ <u>ICC</u> ”); (iv) UVAs, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia - Ley N° 25.827 (“ <u>CER</u> ”); 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 o unidades de valor en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Vencimientos	Las Obligaciones Negociables tendrán los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización que se fijen en el correspondiente Suplemento de Prospecto, respetando los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con las normas vigentes y pudiendo ser emitidas a corto, mediano y/o largo plazo.
Duración del Programa	Cinco (5) años a partir de la fecha de la autorización del Programa por la CNV, o cualquier otro plazo mayor que oportunamente se autorice. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Compañía y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias. El vencimiento de las Obligaciones Negociables podrá operar con posterioridad al vencimiento del Programa.
Rango	Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en un Suplemento aplicable) obligaciones directas, con garantía sobre el patrimonio de la Emisora o sin garantía especial e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Las Obligaciones Negociables gozarán en todo momento por lo menos de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo las obligaciones con tratamiento preferencial según la ley aplicable. El Suplemento de Prospecto podrá establecer para una determinada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, que éstas cuenten con garantías o que sean subordinadas.
Emisión en Clases y/o Series	<p>Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en diversas Clases. Las Obligaciones Negociables emitidas en diferentes Clases podrán otorgar derechos diferentes, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos derechos entre sí. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en diversas Series.</p> <p>Los términos específicos de cada Clase y/o Serie serán detallados en el Suplemento de Prospecto respectivo.</p>
Precio de Emisión	Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, o con descuento o prima respecto del valor par, según se especifique en el Suplemento de Prospecto aplicable.

Períodos de Intereses, Modalidad y Tasas de Interés	La duración de los períodos de intereses para las Obligaciones Negociables, la modalidad y la tasa de interés aplicable o su método de cálculo, estará especificada en el respectivo Suplemento de Prospecto aplicable.
Rescate	En el caso que así lo especifique el Suplemento de Prospecto respectivo, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores (conforme dicho término se define a continuación) y/o por razones impositivas con anterioridad al vencimiento estipulado de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en el Suplemento de Prospecto respectivo. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.
Calificaciones	El presente Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Prospecto. En ningún caso se deberá considerar que las calificaciones que se otorguen a una Clase y/o Serie son una recomendación de la Emisora, del Organizador o del Colocador (conforme se definen más adelante) para que se adquieran las Obligaciones Negociables.
Compromisos de la Emisora	El presente, y sin perjuicio de lo que oportunamente se determine en el Suplemento de Prospecto respectivo, contiene ciertos compromisos que la Emisora debe cumplir mientras existan Obligaciones Negociables en circulación. Véase Capítulo IX. “ <i>De la Oferta y la Negociación</i> ” – “ <i>Compromisos de la Emisora</i> ”. La Emisora podrá asumir compromisos adicionales con relación a cada Clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en los Suplementos de Prospecto correspondientes.
Supuestos de Incumplimiento	Las Obligaciones Negociables de una Clase en particular podrán contener ciertos supuestos de incumplimiento. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento respecto a una Clase no generará el incumplimiento de otra Clase. Véase Capítulo IX. “ <i>De la Oferta y la Negociación</i> ” – “ <i>Supuestos de Incumplimiento</i> ”.
Acción Ejecutiva	Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables”

conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables a su vencimiento, 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 Emisora.

Denominaciones Mínimas	Las denominaciones mínimas de las Obligaciones Negociables y sus múltiplos correspondientes serán determinadas oportunamente en cada Suplemento de Prospecto respetando las normas aplicables vigentes.
Monto Mínimo de Suscripción	El Monto Mínimo de Suscripción de las Obligaciones Negociables será el que se especifique en el Suplemento de Prospecto respectivo, respetando en todo momento los límites de las Normas de la CNV, o el que resultara aplicable oportunamente.
Ley Aplicable	La Ley de Obligaciones Negociables, con sus modificaciones, regirá los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de sus términos, y junto con la Ley General de Sociedades y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables, regirá la capacidad y autorización societaria de la Emisora para celebrar y otorgar las Obligaciones Negociables y ciertos temas relacionados con las asambleas de tenedores, y la autorización de la CNV para la creación del Programa y la oferta de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. Todos los demás asuntos respecto de las Obligaciones Negociables se regirán e interpretarán de acuerdo con la ley argentina, del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América o aquella otra legislación que se determine oportunamente en el Suplemento de Prospecto respectivo.
Jurisdicción	Toda acción contra la Emisora en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta ante los tribunales judiciales competentes con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y/o ante el tribunal arbitral permanente del mercado autorizado que resulte competente de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, en su caso, y/o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse conforme se establezca en el Suplemento de Prospecto pertinente.
Listado y Negociación	Se podrá solicitar el listado y negociación de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa en BYMA, en el MAE y en cualquier otro mercado autorizado del país y/o del exterior conforme se determine en el

Suplemento de Prospecto aplicable.

Sistemas de Compensación	Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento de Prospecto correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonime, y the Depository Trust Company (DTC) (o los sistemas de compensación adicionales o alternativos aprobados por la Emisora) y según se especifique en el respectivo Suplemento de Prospecto.
Otras Emisiones de Obligaciones Negociables	La Emisora podrá oportunamente, sin notificación ni el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, crear y emitir otras Obligaciones Negociables de la misma o de una nueva Clase.
Restricciones a la Venta y Colocación	Existen ciertas restricciones sobre la oferta y venta de Obligaciones Negociables en los Estados Unidos de América, la Unión Europea, el Reino Unido y la República Argentina, y en ciertas otras jurisdicciones.
Destino de los Fondos	Conforme a lo requerido en virtud del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, y de acuerdo a lo que se estipule en el Suplemento de Prospecto respectivo, los fondos netos obtenidos por la Emisora de la oferta y venta de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables serán utilizados para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital ubicados en la República Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio ubicados en la República Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en la República Argentina o refinanciación de pasivos, (iv) integración de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o (v) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio.
Factores de Riesgo	Para una mayor aclaración sobre ciertos factores que deben ser considerados por los futuros inversores en relación con la realización de una inversión en las Obligaciones Negociables, véase “Factores de Riesgo”.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

a) Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación se describen los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. Los términos y condiciones contenidos bajo la sección “De la Oferta y la Negociación” rigen para todas las Obligaciones Negociables, sin perjuicio de lo cual los Suplementos de Prospecto respectivos establecerán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo los mismos, los cuales reemplazarán, complementarán y/o modificarán los presentes términos y condiciones generales, pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores.

Algunas Definiciones

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

“Entidad Pública” significa cualquier entidad o agencia pública, creada por el Gobierno de la República Argentina, provincial o local, o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o que actualmente o en el futuro sea propiedad o estuviera controlada directa o indirectamente por cualquier entidad pública o agencia.

“Representante legal” es el representante legal de la Emisora, de conformidad con sus estatutos y la ley Argentina.

“Fecha de Vencimiento” significa, respecto de cualquier Obligación Negociable, la fecha en que vence el capital de dicha Obligación Negociable según se dispone en el presente o en ella, ya sea en el vencimiento estipulado respecto de dicho capital o por declaración de la caducidad de sus plazos, por rescate o compra o por cualquier otra causa.

Emisora

Capex S.A.

Disposiciones Generales

Los términos y condiciones particulares de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables serán detallados en el Suplemento de Prospecto aplicable. El Suplemento de Prospecto podrá reemplazar, complementar y/o modificar los términos generales descritos en este Prospecto respecto de una Clase de Obligaciones Negociables, pero en ningún caso en detrimento del interés de los inversores. En caso de diferencias entre este Prospecto y un Suplemento de Prospecto, prevalecerán los términos del Suplemento de Prospecto respecto de la respectiva Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.

Podrán emitirse en el marco del Programa Obligaciones Negociables por un valor nominal total en cualquier momento en circulación no superior a U\$S600.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor (incluyendo, en el caso de Obligaciones Negociables no denominadas en Dólares, el equivalente en Dólares de dichas Obligaciones Negociables conforme a las disposiciones del Suplemento de Prospecto respectivo), o los demás montos que pudieran ser acordados y aprobados por la CNV.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. En

caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas por títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas autorizados por las normas vigentes.

Clases y/o Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en diversas Clases. Las Obligaciones Negociables emitidas en diferentes Clases podrán otorgar derechos diferentes, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos derechos entre sí. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en diversas Series.

Oferta

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas en Argentina y/o en cualquier otra jurisdicción, conforme se indique en cada Suplemento de Prospecto aplicable.

Monto del Programa

El monto máximo de la totalidad del capital de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento no podrá exceder de U\$S 600.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. Sujeto a lo que disponga la normativa aplicable al momento de la emisión, con el objeto de determinar el monto de Obligaciones Negociables en circulación a la fecha de emisión de cada Clase y/o Serie, en el supuesto de emitirse las mismas en una moneda diferente al Dólar, se incluirá en los respectivos Suplementos de Prospecto de cada Clase y/o Serie la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en cada emisión y el Dólar. A los efectos del cálculo del monto total de Obligaciones Negociables en circulación, la Emisora tratará a las Obligaciones Negociables emitidas con descuento o prima como si hubieran sido emitidas a su valor nominal.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, o con descuento o prima respecto del valor par, según se especifique en el Suplemento de Prospecto aplicable.

Monedas o Unidades de Valor

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en i) Pesos, (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) UVI, actualizable por el ICC; (iv) UVAs, actualizables por el CER; o (v), siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentadas, según especifique el respectivo Suplemento. 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.

Vencimiento y Amortización

Las Obligaciones Negociables tendrán los plazos de vencimiento y los plazos y formas de amortización que se fijen en el correspondiente Suplemento de Prospecto, respetando los plazos mínimos y máximos que resulten aplicables de acuerdo con las normas vigentes y pudiendo ser emitidas a corto, mediano y/o largo plazo.

Denominaciones Mínimas

Las denominaciones mínimas de las Obligaciones Negociables y sus múltiplos correspondientes serán determinadas

oportunamente en cada Suplemento de Prospecto respetando las normas aplicables vigentes.

Monto Mínimo de Suscripción

El Monto Mínimo de Suscripción de las Obligaciones Negociables será el que se especifique en el Suplemento de Prospecto respectivo, respetando en todo momento los límites de las Normas de la CNV, o el que resultara aplicable oportunamente.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en el Suplemento de Prospecto respectivo. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas de la CNV y demás normativa aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de las Obligaciones Negociables - Acción Ejecutiva

Sin perjuicio de los términos particulares que se dispongan bajo el Suplemento de Prospecto aplicable o un convenio de fideicomiso, las Obligaciones Negociables serán emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables, y serán, por tanto, “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de dicha ley y gozarán de los derechos por ella establecidos.

Sin perjuicio de ello, el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables prevé que “*los títulos representativos de las obligaciones otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital, actualizaciones e intereses y para ejecutar las garantías otorgadas*”.

El artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales prevé que se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta de valores escriturales o comprobantes de los valores representados en certificados globales, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular (o a la persona que tenga una participación en el certificado global en cuestión) para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere, presentar solicitudes de verificación de crédito o participar en procesos universales para lo que será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito.

Destino de los Fondos

Conforme a lo requerido en virtud del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, y de acuerdo a lo que se estipule en el Suplemento de Prospecto respectivo, los fondos netos obtenidos por la Emisora de la oferta y venta de cualquier Serie y/o Clase de Obligaciones Negociables serán utilizados para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital ubicados en la República Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio ubicados en la República Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en la República Argentina o refinanciación de pasivos, (iv) integración de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o (v) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio.

Titularidad y Legitimación

En el caso de Obligaciones Negociables escriturales, la titularidad de las mismas resultará de la inscripción respectiva en el registro pertinente; y, en el caso de Obligaciones Negociables nominativas no endosables, de las anotaciones respectivas en los títulos y en el registro pertinente. Según lo previsto por el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, en el caso de Obligaciones Negociables escriturales, a solicitud del titular se expedirán comprobantes del saldo de cuenta para la transmisión de tales Obligaciones Negociables o constitución sobre ellas de derechos reales, y para la asistencia a asambleas o ejercicio de derechos de voto. La expedición de dichos comprobantes importará el bloqueo de la cuenta por 10 Días Hábiles o hasta el día siguiente a la fecha de celebración de la asamblea en que deba asistir y/o ejercer el derecho a voto. Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto por el mencionado artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta de valores escriturales o comprobantes de los valores representados en certificados globales, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular (o a la persona que tenga una participación en el certificado global en cuestión) para reclamar

judicialmente, o ante jurisdicción arbitral (incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere), presentar solicitudes de verificación de crédito o participar en procesos universales, para lo que será suficiente título dicho comprobante, sin necesidad de autenticación u otro requisito. Su expedición importará el bloqueo de la cuenta respectiva, sólo para inscribir actos de disposición por su titular, por un plazo de 30 días, salvo que el titular devuelva el comprobante o dentro de dicho plazo se reciba una orden de prórroga del bloqueo del juez o tribunal arbitral ante el cual el comprobante se hubiera hecho valer. En el caso de Obligaciones Negociables representadas en certificados globales, el bloqueo de la cuenta sólo afectará a los valores a los que se refieran los comprobantes y éstos serán emitidos por la entidad de Argentina o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual aquellos certificados globales se encuentren inscriptos. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras. A menos que se disponga lo contrario en el Suplemento de Prospecto aplicable, la expedición de todos los comprobantes previstos en esta sección “*Titularidad y Legitimación*” será a costa de quienes los soliciten.

Transferencias

Las transferencias de Obligaciones Negociables depositadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del depositario o agente de registro en cuestión según corresponda, y respetando las normas vigentes. Toda transmisión de Obligaciones Negociables nominativas o escriturales deberá notificarse por escrito a la Emisora o al agente de registro, según sea el caso, y surtirá efecto contra la Emisora y los terceros a partir de la fecha de su inscripción en los registros que correspondan. A menos que se disponga de otro modo en el Suplemento de Prospecto aplicable, la transferencia de Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas en títulos cartulares definitivos será efectuada por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos en cuestión al correspondiente agente de registro, conjuntamente con una solicitud escrita, aceptable para dicho agente de registro, en la cual se solicite la transferencia de los mismos, en cuyo caso el agente de registro inscribirá la transferencia y entregará al nuevo titular registral los nuevos títulos cartulares definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores. Siempre y cuando la emisión de este tipo de títulos estuviera autorizada por las normas aplicables, las Obligaciones Negociables nominativas endosables se transmitirán por una cadena ininterrumpida de endosos (debiendo el endosatario, para ejercitar sus derechos, solicitar el registro correspondiente); y las Obligaciones Negociables al portador por la simple entrega de las mismas al nuevo tenedor. Actualmente, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Nominatividad no pueden emitirse títulos al portador ni nominativos endosables. En relación con las Obligaciones Negociables escriturales, el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales dispone que el tercero que adquiera a título oneroso valores negociables anotados en cuenta o escriturales de una persona que, según los asientos del registro correspondiente, aparezca legitimada para transmitirlos, no estará sujeto a reivindicación, a no ser que en el momento de la adquisición haya obrado de mala fe o con dolo.

Derechos Reales y Gravámenes

Toda creación, emisión, transmisión o constitución de derechos reales sobre las Obligaciones Negociables, todo gravamen, medida precautoria y cualquier otra afectación de los derechos conferidos por las Obligaciones Negociables, serán notificados a la Emisora o al agente de registro, según sea el caso, y serán anotados en los registros que correspondan y surtirán efectos frente a la Emisora y los terceros desde la fecha de tal inscripción. Asimismo, se anotará en el dorso de los títulos cartulares definitivos representativos de Obligaciones Negociables nominativas, todo derecho real que grave tales Obligaciones Negociables.

Forma de suscripción

Las Obligaciones Negociables podrán ser suscriptas en dinero en efectivo, contado o no, o en canje contra acreencias de la Sociedad, o en cualquier otra forma que se establezca en el Suplemento de Prospecto aplicable.

Rango de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones directas, con garantía sobre el patrimonio de la Emisora o con o sin garantía especial e incondicionales de la Emisora y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Las

Obligaciones Negociables gozarán en todo momento por lo menos de igual derecho de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora, salvo las obligaciones con tratamiento preferencial según la ley aplicable.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso deterioro, extravío y/o sustracción de cualquier título global o título definitivo el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4º, artículos 1852 y concordantes del Código Civil y Comercial.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. 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. 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.

Período de Intereses, Modalidad y Tasa de Interés

La duración de los períodos de intereses para las Obligaciones Negociables, la modalidad y la tasa de interés aplicable o su método de cálculo, estará especificada en el respectivo Suplemento de Prospecto aplicable.

Calificaciones

El presente Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Prospecto. En ningún caso se deberá considerar que las calificaciones que se otorguen a una Clase y/o Serie son una recomendación de la Emisora, del Organizador o del Colocador (conforme se definen más adelante) para que se adquieran las Obligaciones Negociables.

La Emisora ha decidido que el Programa no cuente con calificación de riesgo alguna, sino que podrá optar por calificar cada Clase y/o Serie emitida bajo el mismo en cuyo caso hará constar la calificación otorgada en el respectivo Suplemento de Prospecto. La Emisora y su clase emitida a la fecha de este Prospecto cuentan con las siguientes calificaciones de riesgo: (1) una calificación de riesgo de fecha 15 de febrero de 2023, otorgada por Fix Scr, Rating: AA-(Arg), Perspectiva: Estable, pudiéndose consultar en el link que se indica a continuación: <https://aif2.cnv.gov.ar/Presentations/publicview/ca61d2ef-e82a-450b-b198-e66e784ea607>; (2) dos calificaciones internacionales de riesgo, una de fecha 19 de octubre de 2022, otorgada por Fitch Ratings, Rating: CCC+/RR4 (Int), pudiéndose consultar en idioma inglés: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/capex-sa-19-10-2022>, y otra de fecha 30 de marzo de 2023, otorgada por S&P Int'l, Rating: CCC-, Perspectiva: Negativa, en idioma inglés en: <https://disclosure.spglobal.com/ratings/es/regulatory/org-details/sectorCode/INFRA/entityId/317643>; y (3) una calificación local de riesgo de fecha 31 de marzo de 2023, otorgada por S&P Int'l, Rating: raCCC+, Tendencia: Negativa, pudiéndose consultar la misma en el link que se indica a continuación: <https://aif2.cnv.gov.ar/Presentations/publicview/c59f59d8-5957-4d4b-947c-a704e1b39d18>.

Emisiones Internacionales - Suscripción y Venta

De conformidad con lo dispuesto bajo la sección "Oferta" del presente Capítulo, las Obligaciones Negociables serán por oferta pública en Argentina y/o en el exterior conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y sus modificatorias y complementarias, y demás normas vigentes. En aquellas Clases y/o Series en las cuales se efectúen esfuerzos de colocación en una jurisdicción distinta a Argentina, serán de aplicación las disposiciones sobre suscripción y venta que se expongan en el correspondiente Suplemento de Prospecto.

Rescate

En caso de que así se especifique en el Suplemento de Prospecto respectivo, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores y/o por razones impositivas con anterioridad al vencimiento estipulado, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos de Prospecto. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Recompra

La Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá adquirir en el mercado secundario Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación al precio determinado por el mercado en el día de la compra. La Emisora podrá realizar con respecto a las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie adquiridas cualquier acto jurídico legalmente permitido, pudiendo en tal caso la Emisora, según corresponda, sin limitación, mantener en cartera, transferir a terceros o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora (y/o por cualquier parte relacionada de la Emisora), mientras no sean transferidas a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Emisora), no serán consideradas 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 Emisora ni a dicha parte relacionada de la Emisora derecho a voto en tales Asambleas ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en la sección “*De la Oferta y la Negociación-Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Supuestos de Incumplimiento*” del Prospecto y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes. En todos los casos en que la Emisora procediere a la adquisición de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie, dicha operación se hará en observancia a los principios de transparencia y trato igualitario a los inversores y, de ser requerido por la normativa aplicable, será informada en los sistemas de información dispuestos por los mercados en donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Compromisos de la Emisora

Las Obligaciones Negociables contendrán los Compromisos que se especifican en el presente, sin perjuicio de aquellos que se especifiquen en el Suplemento de Prospecto respectivo.

Pago de Capital e Intereses.

La Emisora, en tanto exista en circulación cualquiera de las Obligaciones Negociables, deberá pagar a su vencimiento el capital, intereses y los demás montos a ser pagados conforme a las Obligaciones Negociables de conformidad con sus respectivos términos.

Mantenimiento de la Personería Jurídica

La Emisora deberá: (i) mantener vigente su personería jurídica u otro tipo de figura legal y todas las inscripciones necesarias para dicho fin y (ii) realizar todos los actos que fueran razonables para mantener todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, licencias y derechos similares, necesarios o convenientes para el normal desarrollo de sus respectivas actividades, negocios u operaciones y (iii) mantener la totalidad de sus respectivos bienes en buen estado de uso y conservación, teniendo en cuenta, no obstante, que la presente obligación no requerirá que la Emisora mantenga dicho derecho, privilegio, titularidad de bienes, licencias y similares o preserve la personería u otro tipo de existencia legal, si el Representante Legal de la Emisora determinara de buena fe que tal mantenimiento o conservación ya no es necesario en la operación de los negocios de la Emisora y que la pérdida de ello no resulta ni resultará adversa en ningún aspecto significativo para los tenedores.

Cumplimiento de Leyes y Otros Acuerdos

La Emisora deberá cumplir: (i) todas las leyes, normas, reglamentaciones, resoluciones y directivas aplicables de cualquier Entidad Pública con competencia sobre su persona o sus negocios o bienes y (ii) todos los compromisos y demás obligaciones que establecen los acuerdos de los cuales la Emisora, fuera parte, salvo cuando el incumplimiento de ello no tuviera un efecto significativo adverso sobre los negocios, activos, operaciones o la situación financiera de la Emisora tomados en conjunto.

Mantenimiento de Libros y Registros

La Emisora deberá llevar libros, cuentas y registros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados aplicados en la República Argentina.

Seguros

La Emisora deberá mantener seguros en compañías aseguradoras que, según criterio de la Emisora, sean solventes y reconocidas, por los montos y riesgos que la Emisora considere razonable y prudente bajo esas circunstancias, teniendo en cuenta, sin embargo que, la Emisora podrá auto asegurarse en tanto lo consideren razonable y prudente y en la medida permitida por la ley, siempre que, asimismo, dicho seguro y autoseguro sea similar con aquéllos normalmente contratados por las empresas comprometidas en negocios similares y que sean titulares y/u operen bienes similares a aquéllos de propiedad y/u operados por la Emisora, en los mismos sectores generales en los que la Emisora posee y/u opere sus bienes.

Supuestos de Incumplimiento

Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos aplicables.

Pagos y Agentes de Pago

El agente de pago de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por uno o más títulos globales y/o por títulos definitivos, y, en su caso, de las Obligaciones Negociables al portador, será aquel que se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Todos los pagos de capital e intereses de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie serán adjudicados en forma proporcional entre todas las Obligaciones Negociables en circulación de dicha Clase y/o Serie, sin preferencia o prioridad de ninguna naturaleza entre las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie de acuerdo con los procedimientos aplicables al agente de pago en cuestión. Los pagos de capital e intereses, si los hubiera, al vencimiento o al momento del rescate respecto de Obligaciones Negociables, serán efectuados en la moneda de denominación de dichas Obligaciones Negociables mediante cheque girado o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la República Argentina, de corresponder, contra una cuenta mantenida por el tenedor o, habiendo cumplido con las condiciones especificadas en el Suplemento de Prospecto respectivo, mediante transferencia cablegráfica a dicha cuenta, contra presentación y entrega de dicha Obligación Negociable en las oficinas especificadas de cualquiera de los agentes de pago que se designen en el Suplemento de Prospecto respectivo. Los pagos de intereses en relación con las Obligaciones Negociables (que no sean intereses a pagar al vencimiento o al momento del rescate) se efectuarán en la moneda de denominación de dichas Obligaciones Negociables a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables mediante cheque girado contra un banco y remitido a cada tenedor (o al primero de tenedores conjuntos) al domicilio de dicho tenedor o, cumplidas las condiciones especificadas en el Suplemento de Prospecto respectivo, mediante transferencia cablegráfica a una cuenta mantenida por un tenedor. Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Sujeto a las disposiciones del respectivo Suplemento de Prospecto, todos los pagos estarán en cualquier caso sujetos a las leyes

y reglamentaciones impositivas o de otra naturaleza, que fueran aplicables. Los tenedores no deberán pagar comisiones ni gastos por dichos pagos.

Si la Fecha de Vencimiento para el pago de cualquier monto relacionado con cualquier Obligación Negociable no fuera un día hábil en cualquier lugar de presentación, el tenedor no tendrá derecho a percibir el pago en dicho lugar de la cantidad adeudada sino hasta el primer día hábil siguiente en dicho lugar, y salvo lo dispuesto en contrario en el Suplemento de Prospecto, no tendrá derecho a percibir intereses adicionales u otros pagos por dicha demora. En el Suplemento de Prospecto aplicable a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables se establecerá el significado de “día hábil”.

El correspondiente agente de pago solamente efectuará pagos bajo las Obligaciones Negociables en el supuesto que la Emisora le haya provisto los fondos suficientes al efecto, en la moneda que corresponde. El agente de pago en cuestión no asume frente a los tenedores ninguna responsabilidad por el pago puntual de cualquier importe bajo las Obligaciones Negociables que no le haya sido provisto previamente por la Emisora.

Asamblea de tenedores.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes:

- i. las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase serán convocadas por el Directorio o en su defecto la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los 40 días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión.
- ii. las asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con diez días de anticipación por lo menos y no más de 30, en el BO y en uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina. En las publicaciones deberá mencionarse fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Las asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los treinta días siguientes, y las publicaciones se harán por tres días con ocho de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores.
- iii. las asambleas deberán reunirse en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para asistir a las asambleas los tenedores deberán, con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Sociedad que asistirán a tal asamblea adjuntando a dicha comunicación un certificado emitido por el agente de registro a tal fin (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables al portador los tenedores deberán, en vez de adjuntar dicho certificado, depositar con la Sociedad las correspondientes Obligaciones Negociables al portador). Los tenedores no podrán disponer 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.

En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes:

- i. las asambleas serán presididas por quien la mayoría de los tenedores presentes en la asamblea en cuestión elija entre los presentes en la misma.
- ii. la constitución de las asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de tenedores, por sí o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación (en el caso de que sea una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria), y la constitución de las asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de tenedores que representen, por sí o por representación, por lo menos el 30% del monto total de capital de las Obligaciones

Negociables de la Clase en cuestión en circulación en el caso de que sea una asamblea extraordinaria o las personas presentes en tal asamblea, en el caso de asamblea ordinaria.

- iii. las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación para modificar las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, incluyendo, sin limitación, las siguientes: (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (3) cambio del lugar y/o de la moneda de los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (4) la reducción o liberación de las garantías que se hubieran otorgado respecto de las Obligaciones Negociables; y (5) modificación de este párrafo. Sin perjuicio de ello, de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, en los Suplementos se podrá determinar que, respecto de una Clase en particular, se podrán realizar modificaciones a las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables (incluyendo las enumeradas precedentemente), en caso de contarse con una mayoría especial a ser determinada en el Suplemento correspondiente.

Las asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 días siguientes. Sólo podrán participar en la segunda reunión los tenedores que hubieran efectuado la comunicación a la Sociedad referida más arriba.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases se celebrarán en forma separada, estableciéndose, sin embargo, que se podrá convocar a asambleas conjuntas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases a fin de tratar cuestiones comunes a las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión. A los fines de computar el quórum y las mayorías en tales asambleas conjuntas, las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión serán consideradas como una única Clase, estableciéndose que en caso que las Obligaciones Negociables de las distintas Clases estuvieran denominadas en más de una moneda, se tomará el monto de capital de las mismas en Dólares conforme con la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar referido en "*Monto Máximo*" del presente.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora conforme con lo dispuesto en "*Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora*" y/o "*Rescate a Opción de la Emisora*" del presente, mientras no sean transferidas a un tercero, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por las asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, independientemente de si estaban o no presentes en las asambleas en cuestión.

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 Suplementos 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.

Todas las cuestiones relativas a las asambleas no contempladas en el presente se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

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

- (1) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (2) agregar Eventos de Incumplimiento en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (3) designar un sucesor de cualquier agente de registro, co-agente de registro o agente de pago designados en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie;

- (4) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables;
- (5) introducir cualquier cambio no sustancial que, en opinión de buena fe del directorio de la Sociedad, no afecte de modo adverso el derecho de ningún tenedor de la Clase y/o Serie pertinente de Obligaciones Negociables.

La modificación de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables deberá limitarse a lo establecido en el Prospecto de Programa de la Emisora.

Ley Aplicable

La Ley de Obligaciones Negociables, con sus modificaciones, regirá los requisitos para que las Obligaciones Negociables califiquen como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de sus términos, y junto con la Ley General de Sociedades y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables, regirá la capacidad y autorización societaria de la Emisora para celebrar y otorgar las Obligaciones Negociables y ciertos temas relacionados con las asambleas de tenedores, y la autorización de la CNV para la creación del Programa y la oferta de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. Todos los demás asuntos respecto de las Obligaciones Negociables se regirán e interpretarán de acuerdo con la ley argentina, del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América o aquella otra legislación que se determine oportunamente en el Suplemento de Prospecto respectivo.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas si se publican por un día en el Boletín Diario de la BCBA y si se ingresan en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día en que se realizó dicha publicación, salvo que las notificaciones se publicaran por más de un día, estas en cuyo caso se considerarán efectuadas el último día de su publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar 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 las bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Jurisdicción

Toda acción contra la Emisora en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta ante los tribunales judiciales competentes con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y/o ante el tribunal arbitral permanente del mercado autorizado que resulte competente de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, en su caso, y/o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse conforme se establezca en el Suplemento de Prospecto pertinente.

Fiduciarios y/u Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de convenios de fideicomiso celebrados con un fiduciario, *trustee* o figura similar que represente los intereses colectivos de los tenedores de las Series y/o Clases de Obligaciones Negociables, lo cual será especificado en el Suplemento de Prospecto respectivo. Tales fiduciarios y/o agentes desempeñarán funciones solamente respecto de las Clases y/o Series que se especifiquen en los respectivos convenios, 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 y/o Series que se especifiquen en cada caso.

Otras Emisiones

La Emisora podrá, periódicamente, sujeto a la autorización de la CNV, y sin el consentimiento de los respectivos tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, crear y emitir Obligaciones Negociables adicionales con los mismos términos y condiciones que los de las Obligaciones Negociables en circulación o que sean iguales en todos sus aspectos significativos, con

excepción de las Fechas de Emisión, Fechas de Inicio del Período de Intereses y/o Precios de Emisión, de forma tal que puedan consolidarse y formar una única Clase con las Obligaciones Negociables en circulación.

b) Plan de distribución

El plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie se detallará en el Suplemento correspondiente.

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o a través de uno o más agentes colocadores. En el caso en que la Emisora decida designar uno o más colocadores respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitida en el marco del Programa, la Emisora celebrará con cada agente colocador un convenio de colocación. En tal caso, los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie, que serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes, podrán actuar como tales sobre la base de mejores esfuerzos y/o suscripción en firme, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

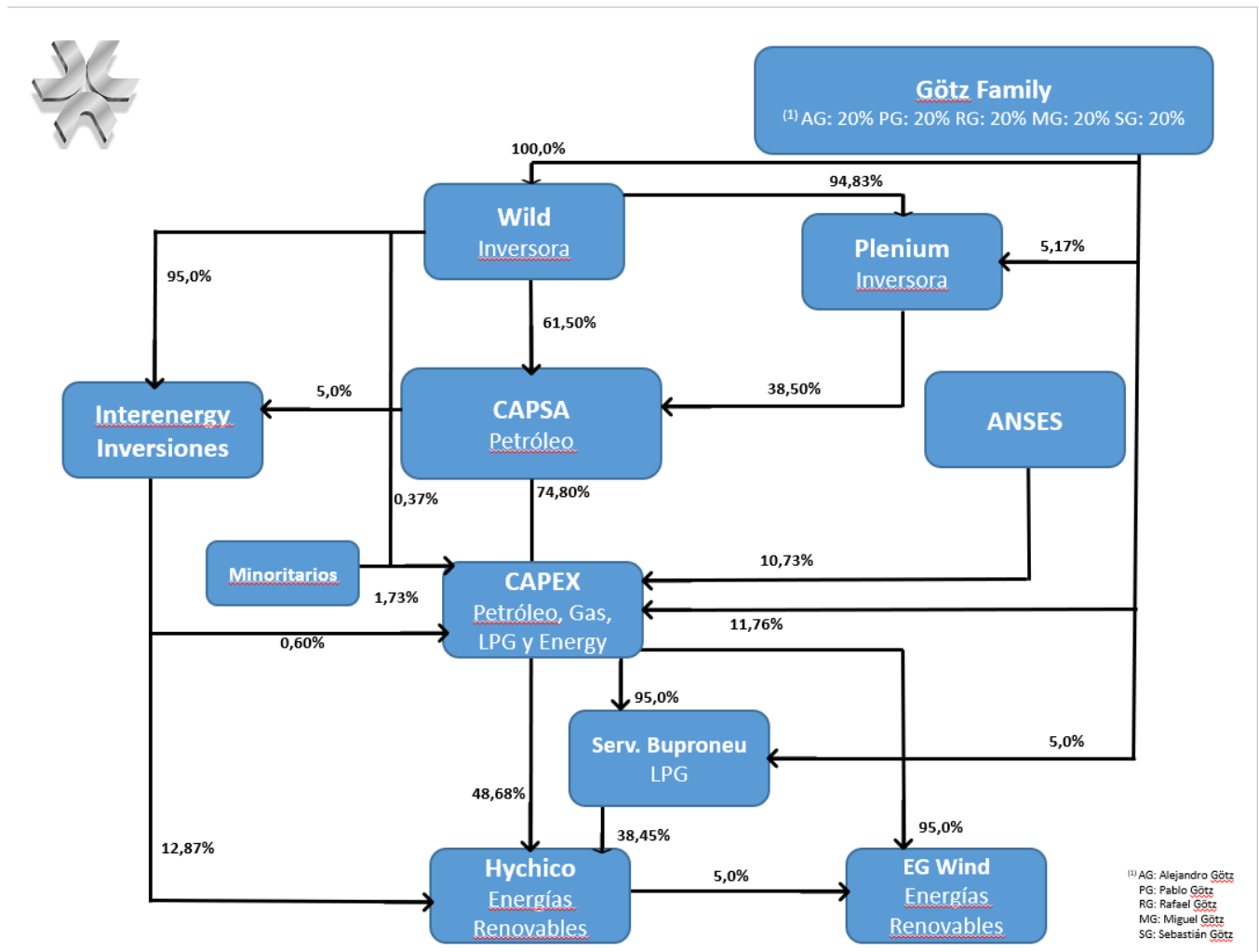
Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública en Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, y demás normas vigentes, que incluyen, sin limitación, las Normas de la CNV. A tal fin, se podrá distribuir el presente Prospecto y/o los Suplementos correspondientes (incluyendo versiones preliminares de los mismos conforme con las Normas de la CNV) por medios físicos y/o electrónicos (pudiendo adjuntarse a dichos documentos una síntesis de la Emisora y/o de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que incluya solamente, y sea consistente con, la información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes), realizar reuniones informativas, publicar avisos ofreciendo las Obligaciones Negociables (incluyendo el correspondiente aviso de suscripción), realizar contactos y/u ofrecimientos personales y/o telefónicos y/o realizar otros procedimientos de difusión que la Emisora estime adecuados.

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura y organización de la Emisora y su grupo económico

Estructura Organizacional

El siguiente organigrama muestra la estructura de la Sociedad al 30 de abril de 2023. El 100% del capital social de la Sociedad (compuesto en su totalidad por acciones ordinarias clase A) se encuentra dentro del régimen de oferta pública. La Sociedad es controlada en forma directa e indirecta por CAPSA. Para mayor información respecto de los accionistas de Capex, por favor ver la sección “*Información sobre la Emisora—Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas—Accionistas principales*”.



CAPSA es una compañía dedicada a la actividad petrolera, que opera en la cuenca del golfo San Jorge, Provincia de Chubut, República Argentina. A la fecha del Prospecto es tenedora del 74,8% del capital de Capex. A su vez, CAPSA es controlada por Wild S.A., una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el número 10208 del Libro 119, Tomo A de S.A. con objeto exclusivo de inversión, que forma la voluntad social en la Asamblea de Accionistas de CAPSA en virtud de su tenencia del 61,5% de las acciones con derecho a voto de CAPSA, mientras que Plenium Energy S.A., una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección

General de Justicia bajo el número 1868 del Libro 120, Tomo A de S.A., es tenedora del 38,5% restante. Por último, la familia Götz tiene el poder de formar la voluntad social en las asambleas de accionistas de Wild S.A.

La Sociedad posee las siguientes subsidiarias a través de las cuales desarrolla parte de sus negocios:

Nombre de la entidad	País	% de tenencia directa e indirecta de acciones y votos	Actividad principal
Servicios Buproneu	Argentina	95%	Prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases
Hychico S.A.	Argentina	85,2046%	Producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, hidrógeno y oxígeno
E G WIND S.A.	Argentina	99,26%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

Servicios Buproneu S.A.

Servicios Buproneu es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el número 6742 del Libro 25, Tomo – de Sociedades por Acciones. Es una subsidiaria directa en la cual, al 30 de abril de 2022, la Emisora poseía una participación del 95% del capital y de los votos. El principal activo de SEB es la Planta de GLP, ubicada en el área de Agua del Cajón, Provincia del Neuquén. Con dicha planta SEB provee a Capex el servicio de procesamiento de gas, en virtud del contrato de procesamiento de gas celebrado entre ambas con fecha 23 de noviembre de 1999, siendo adendado y prorrogado en sucesivas oportunidades.

Hychico S.A.

Hychico es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el número 16348 del Libro 33, Tomo – de Sociedades por Acciones. Es una subsidiaria directa en la cual, al 30 de abril de 2022, la Emisora poseía una participación del 46,68% en forma directa del capital y de los votos, y una participación indirecta del 38,5246% del capital y de los votos. Hychico fue fundada en 2006 con el objeto de desarrollar y producir energías renovables para contribuir a la reducción de la emisión de gases generadores del efecto invernadero.

Hychico ha construido el PED I de 6,3 MW de potencia instalada, y una Planta de Hidrógeno y Oxígeno, ambos localizados en la Provincia de Chubut.

E G WIND S.A.

E G WIND es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el número 13305 del Libro 80, Tomo – de Sociedades por Acciones. Es una subsidiaria directa en la cual, al 30 de abril de 2022, la Emisora poseía una participación directa del 95% del capital y de los votos e indirecta del 4,26%. E G WIND fue fundada en 2016 con el objeto de desarrollar y producir energías renovables para contribuir a la reducción de la emisión de gases generadores del efecto invernadero.

E G WIND ha construido PED II se encuentra ubicado en la Provincia de Chubut, que está compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,07 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,6 MW.

Accionistas y Socios principales

Al 30 de abril de 2023 los principales accionistas de Capex, propietarios de más del 5% de acciones son: CAPSA (74,80%), con 134.489.496 acciones, la Familia Götz (tal como se define más adelante) (11,76%) con 21.150.963 acciones y la ANSES (10,73%) con 19.297.220 acciones, conforme el siguiente detalle:

<u>Accionista</u>	<u>Tenencia %</u>	<u>Cantidad de acciones</u>
CAPSA	74,80	134.489.496
Familia Götz	11,76%	21.150.963
ANSES	10,73	19.297.220

Composición accionaria de CAPSA

<u>Accionista</u>	<u>Tenencia %</u>	<u>Cantidad de acciones</u>
Wild S.A.	61,5	2.091.000
Plenium Energy S.A.	38,5	1.309.000
Total	100	3.400.000

Composición accionaria de Wild S.A.

<u>Accionista</u>	<u>Tenencia %</u>	<u>Cantidad de acciones</u>
Alejandro Götz	20	1.267.400
Pablo Götz	20	1.267.400
Rafael Götz	20	1.267.400
Miguel Götz	20	1.267.400
Sebastián Götz	20	1.267.400
Total	100	6.337.000

Composición accionaria de Plenium Energy S.A.

<u>Accionista</u>	<u>Tenencia %</u>	<u>Cantidad de acciones</u>
Wild S.A.	94,8293931	250.145.724
Alejandro Götz	1,03412169	2.727.858

Pablo Götz	1,03412131	2.727.857
Rafael Götz	1,03412131	2.727.857
Miguel Götz	1,03412131	2.727.857
Sebastián Götz	1,03412131	2.727.857
Total	100	263.785.010

Familia Götz

Los miembros de la familia Götz que a la fecha del presente Prospecto son accionistas directos de la Emisora son: Alejandro Enrique Götz (Presidente de Capex), Pablo Alfredo Götz (Vicepresidente de Capex), Rafael Andrés Götz (Director Titular de Capex), Miguel Fernando Götz (Director Suplente de Capex) y Sebastián Marcelo Götz (Director Suplente de Capex) (en conjunto, la “Familia Götz”). Por otro lado, debe tenerse en cuenta que la Familia Götz tiene una tenencia accionaria directa del 11,76% e indirecta del 75,69% en Capex, por sus tenencias indirectas en CAPSA, Interenergy Inversiones S.A. y Wild.

A la fecha del presente, no existen diferencias en los derechos de voto de los accionistas principales y no existe convenio alguno cuya entrada en vigencia pudiera modificar el control de la Emisora. Como consecuencia de la estatización de las AFJPs en diciembre de 2008, el ANSES se convirtió ese mismo año en accionista de la Emisora.

El 99,96% de las acciones se encuentra en poder de tenedores locales y el restante 0,04% se encuentra registrado a nombre de tenedores del exterior conforme fuera informado por Caja de Valores S.A. (“Caja de Valores”) con fecha 27 de junio de 2023.

Transacciones con Partes Relacionadas

(i) *Con la sociedad controlante*

Las operaciones con CAPSA fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.23	30.04.2022(*)	30.04.2021(*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Venta de energía eléctrica	137.318	61.687	100.284
Gastos correspondientes a CAPSA	81.921	73.873	60.965
Gastos correspondientes a CAPEX	(2.573)	(3.982)	(13.551)
Dividendos pagados	(12.978.880)	.	.

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Venta de energía eléctrica

Corresponde al servicio de Fasón entre Hychico y CAPSA según acuerdo del 22 de mayo de 2009, conforme el mismo fuere adendado por última vez en 2014.

Gastos correspondientes a CAPSA

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración del Edificio Melo 630 (sito en Vicente López, Provincia de Buenos Aires) que CAPSA abona a Capex tales como energía eléctrica, alquileres, limpieza, impuesto inmobiliario, cafetería y fotocopias, entre otros.

Gastos correspondientes a Capex

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Capex que fueron pagados por CAPSA.

Dividendos pagados

Corresponde a los dividendos abonados por Capex en julio y octubre de 2022. Ver “*Políticas de Dividendos*”.

(ii) *Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante*

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. (en adelante “Interenergy”) fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Alquileres de oficinas y cocheras	(14.508)	(37.262)	(34.052)
Gastos correspondientes a Capex	(423)	(1.046)	(11.699)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Alquileres de oficinas y cocheras

Corresponde a los dos contratos de locación firmados entre Interenergy como locador y Capex e Hychico como locatarios, el 30 de septiembre de 2014 y el 27 de abril de 2015 respectivamente, conforme se hubieran prorrogado de forma sucesiva, sobre las oficinas de Melo 650 y sus cocheras. En septiembre 2022 Interenergy Argentina S.A. vendió su propiedad localizada en Melo 650, cediendo su contrato de alquiler a su comprador, Alparamis S.A.

Gastos correspondientes a Interenergy Inversiones S.A:

Las operaciones con Interenergy Inversiones S.A. fueron:

	30.04.2023	30.04.2022
Dividendos pagados	(104.129)	-

Dividendos pagados

Corresponde a los dividendos abonados por Capex en julio y octubre de 2022. Ver “*Políticas de Dividendos*”.

(iii) *Con las sociedades controlantes de la controlante*

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A. ⁽¹⁾	-	29	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros". Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.

Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.

Corresponde a gastos de administración de Plenium Energy S.A. que fueron pagados por Capex.

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Wild S.A.	-	29	-
Dividendos pagados	(59.239)	-	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Corresponde a gastos de administración de Plenium Energy S.A. que fueron pagados por Capex.

Gastos correspondientes a Wild S.A.

Corresponde a gastos de administración de Wild S.A. que fueron pagados por Capex.

Dividendos pagados a Wild S.A.

Corresponde a los dividendos abonados por Capex en julio y octubre de 2022. Ver "Políticas de Dividendos".

(iv) *Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante*

Las operaciones con Interflow S.A. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021(*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Interflow	131	274	5.900

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

(v) *Con las sociedades vinculadas*

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022	30.04.2021(*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Alquileres de oficinas y cocheras	(277.764)	(321.030)	(379.190)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Alquileres de oficinas y cocheras

Corresponde al contrato de locación firmado entre Alparamis como locador y Capex como locatario, con fecha 10 de septiembre de 2014 conforme se hubiera prorrogado sucesivas veces, sobre las oficinas de Melo 630 (sito en Vicente López, Provincia de Buenos Aires) y sus cocheras.

(vi) *Con accionistas personas físicas:*

	30.04.2023	30.04.2022
Dividendos pagados	(2.041.168)	-

Dividendos pagados

Corresponde a los dividendos abonados por Capex en julio y octubre de 2022. Ver "Políticas de Dividendos".

(vii) *Con los consorcios*

Las operaciones con Loma Negra fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021(*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Servicios dirección, operación	924.071	780.634	770.149
Gastos prorrateables	110.937	134.798	140.821
Cargos por servicios administrativos indirectos	129.002	120.948	132.702
Reintegro de gastos	52.723	58.994	175.151
Aportes realizados	(3.993.584)	(3.734.331)	(2.068.435)
Distribuciones a los socios	821.343	638.376	459.589

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2022 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Las operaciones con Lote IV la Yesera fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)

Servicios dirección, operación	224.337	145.758	199.689
Gastos prorrateables	47.845	35.719	35.205
Cargos por servicios administrativos indirectos	64.296	31.346	45.043
Reintegro de gastos	406	207	240
Aportes realizados	(2.751.173)	(1.835.572)	(329.968)
Distribuciones a los socios	487.960	313.370	95.494

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

(viii) *Con la UT*

Las operaciones con Pampa del Castillo fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023 (Miles de \$)	30.04.2022 (*) (Miles de \$)	30.04.2021(*) (Miles de \$)
Servicios dirección, operación	1.639.125	1.735.536	1.530.745
Cargos por servicios administrativos indirectos	774.333	707.765	571.063
Reintegro de gastos	15.131	350.206	19.152
Aportes realizados	(32.448.864)	(30.981.665)	(19.727.564)
Distribuciones a los socios	6.621.182	5.936.611	3.664.545

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Saldos al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 con partes relacionadas

Al 30 de abril de 2023
(valores expresados en miles de Pesos)

	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	2.612	10.292	1.419
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	-	-	1
- Wild S.A.	12	-	-
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	21.716	156.747	-
- Lote IV La Yesera	-	85.498	-
- Pampa del Castillo	307	318.172	-

-Puesto Zúñiga	-	1.981.435	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante Interflow S.A.	(1.708)	-	-
Total en moneda nacional	22.939	2.552.144	1.420
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	7.553	-
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	-	-
- Lote IV La Yesera	-	9	-
- Pampa del Castillo	-	12.995	-
Total en moneda extranjera	-	20.557	-

Al 30 de abril de 2022 (*)
(valores expresados en miles de Pesos)

	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	7.700	2.007	178
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	3.034	-	4.250
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	23	168.798	378

- Lote IV La Yesera	-	26.161	-
- Pampa del Castillo	-	12.687	29
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	165	-	-
Total en moneda nacional	10.922	209.653	4.835
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	65	9.928	-
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	1.316	14.207	-
- Lote IV La Yesera	-	8.959	-
- Pampa del Castillo	52	5.294	-
Total en moneda extranjera	1.433	38.388	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Al 30 de abril de 2021 (*)
(valores expresados en miles de Pesos)

	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	28.245	15.592	-
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	413	-	84
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	3.809	104.273	-
- Lote IV La Yesera	-	33.693	-
- Pampa del Castillo	-	10.674	-

Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	215	-	-
Total en moneda nacional	32.683	164.231	84
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	11.482	683
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	12.651	20.627	-
- Lote IV La Yesera	-	10.502	-
- Pampa del Castillo	-	4.855	-
Total en moneda extranjera	12.651	47.466	683

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Con respecto a las transacciones realizadas entre Capex y su controlante, subsidiarias y controladas no existen otras que las informadas oportunamente en los Estados Financieros Consolidados y en la presente Sección.

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

El siguiente cuadro refleja los principales activos fijos de propiedad de Capex y sus subsidiarias, todos ellos se encuentran ubicados en Argentina. Para mayor información sobre los activos fijos de la Emisora, véase la sección “*Información sobre la Emisora*” de este Prospecto.

Activo	Gravamen	Uso de la propiedad	Capacidad productiva	Productos que producen o comercializan	Ubicación
Terrenos Neuquén	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Edificios Neuquén	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén
Muebles y útiles	n/a	Administración	n/a	Servicios administrativos	Buenos Aires
Bienes de administración	n/a	Administración	n/a	Servicios administrativos	Buenos Aires
Pozos de petróleo y gas	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén/ Río Negro/ Chubut
Obras en curso	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén/ Río Negro/ Chubut
Bienes asociados a la producción	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén/ Río Negro/ Chubut
Rodados	n/a	Producción	n/a	Petróleo y gas	Neuquén/ Río Negro/ Chubut
Central Térmica Agua del Cajón	n/a	Producción	672 MW	Energía eléctrica	Neuquén
Planta de producción y tratamiento de agua	n/a	Producción	n/a	Energía eléctrica	Neuquén
Gasoducto de abastecimiento	n/a	Producción	1,5 Mm ³ /día	Energía eléctrica	Neuquén
Planta de GLP	n/a	Producción	2,4 Mm ³ /día	GLP	Neuquén
PED I	Prenda en primer grado en favor de CI	Producción	6,3 MW	Energía eólica	Chubut
PED II	n/a	Producción	27,6 MW	Energía eólica	Chubut

Planta de hidrógeno y oxígeno	n/a	Producción	60 m ³ /h de H; 30 m ³ /h de O	Hidrógeno, oxígeno y energía eléctrica	Chubut
-------------------------------	-----	------------	---	--	--------

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

Este Prospecto incluye los estados financieros para cada uno de los tres ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 de la Compañía, que exponen la situación financiera consolidada de la Compañía al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 y los estados consolidados de resultados integrales y de flujos de efectivo para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 (los “Estados Financieros Consolidados”). Los referidos Estados Financieros Consolidados reflejan la información financiera de las subsidiarias de la Emisora, Servicios Buproneu, Hychico y E G WIND S.A.

Los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2023 y 2022 y 30 de abril de 2022 y 2021 (los “Estados Financieros Consolidados Anuales”) fueron auditados por PwC, cuyo informe de fecha 3 de julio de 2023 y 11 de julio de 2022, respectivamente, se encuentran incluidos en dichos estados financieros.

La información proveniente de los Estados Financieros Consolidados Anuales a las fechas mencionadas ha sido reexpresada en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2023. Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de acuerdo con las normas contables de exposición y valuación contenidas en las Resoluciones Técnicas (“RT”) N°26 y N°29 de la FACPCE que adopta 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 Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF). Todas las NIIF efectivas a la fecha de preparación de los Estados Financieros Consolidados Anuales al 30 de abril de 2023 fueron aplicadas.

Los Estados Financieros Consolidados Anuales correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023 y 2022 y 30 de abril de 2022 y 2021 podrán ser consultados en la AIF bajo los ID #3061349 y #2917411, respectivamente, y forman parte del presente Prospecto.

El ejercicio económico de la Compañía finaliza el 30 de abril. Todas las referencias al “ejercicio” contenidas en este Prospecto se refieren al ejercicio económico finalizado el 30 de abril de ese año calendario.

a) *Estados Financieros*

Estado de Resultados y otros Resultados Integrales

	Por el ejercicio finalizado el			
	30 de abril 2023	30 de abril 2023	30 de abril 2022(*)	30 de abril 2021(*)
	(en miles de U.S.\$)(**)		(en miles de Ps.)	
Ingresos	407.891	90.829.193	83.138.366	59.249.178
Costo de ingresos	(210.556)	(46.886.691)	(40.827.057)	(34.090.354)
Resultado Bruto	197.335	43.942.502	42,311,309	25,158,824
Gastos de comercialización	(69.076)	(15.381.946)	(14.728.962)	(9.454.576)
Gastos de administración	(23.112)	(5.146.608)	(4.336.019)	(3.551.213)
Otros ingresos/ (egresos) operativos netos	77.337	17.221.387	(962.805)	(9.527.331)
Resultado operativo	182.483	40.635.335	22.283.523	2.625.704
Ingresos financieros	51.024	11.362.072	9.984.880	19.647.311
Costos financieros	(239.224)	(53.270.477)	(25.472.658)	(41.317.399)
Otros resultados financieros	-	-	-	105.048
Otros resultados financieros RECPAM	145.894	32.487.649	14.977.236	18.764.492
Resultado antes de impuesto a las ganancias	140.177	31.214.579	21,772,981	(174.844)
Impuesto a las ganancias	(36.431)	(8.112.479)	(11.951.328)	(1.856.904)
Resultado neto del período	103.746	23.102.100	9.821.653	(2.031.748)
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales por revaluación de inversiones	-	-	-	(407.573)
Otros resultados integrales por revaluación de activos	14.126	3.145.678	(5.093.748)	(2.996.717)
Resultado integral del ejercicio	117.872	26.247.778	4.727.905	(5.436.038)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2023, el cual era Ps 222,68 por US\$ 1,00. No garantizamos que los importes en Pesos o Dólares representados, podrían haber sido convertidos a Dólares al cambio indicado, a alguna tasa en particular, o en absoluto. Los números de esta columna no fueron auditados por Contador Público, por lo tanto, la CNV no se hace responsable de validarlos.

Estado de Situación Financiera

	30 de abril, 2023 (en miles de U.S.\$) (**)	Por el ejercicio finalizado el		
		30 de abril de 2023	30 de abril de 2022 (*)	30 de abril de 2021 (*)
(en miles de Ps.)				
Activo corriente	105.264	23.440.281	36.163.389	40.615.117
Activo no corriente	881.774	196.353.461	154.807.892	162.076.776
Total activo	987.038	219.793.742	190.971.281	202.691.893
Pasivo corriente	126.903	28.258.707	26.996.055	23.974.206
Pasivo no corriente	422.694	94.125.602	75.461.791	94.932.152
Total pasivo	549.597	122.384.309	102.457.846	118.906.358
Patrimonio controlante	434.811	96.823.845	87.875.430	83.083.512
Patrimonio no controlante	2.630	585.588	638.005	702.023
Patrimonio total	437.441	97.409.433	88.513.435	83.785.535
Total Patrimonio y pasivo	987.038	219.793.742	190.971.281	202.691.893

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2023, el cual era Ps 222,68 por US\$ 1,00. No garantizamos que los importes en Pesos o Dólares representados, podrían haber sido convertidos a Dólares al cambio indicado, a alguna tasa en particular, o en absoluto. Los números de esta columna no fueron auditados por Contador Público, por lo tanto, la CNV no se hace responsable de validarlos.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto

Atribuible a los propietarios de la Sociedad

	Aporte de los propietarios			Ganancias reservadas		Resultados acumulados		Subtotal	Participación no controlada	Total del patrimonio	
	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste prima de emisión ⁽³⁾	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Otros resultados integrales acumulados				Resultados no asignados ⁽³⁾
							Reserva por revaluación de activos ⁽²⁾				
Saldos al 30 de abril de 2021 (*)	179.802	20.046.418	79.686	8.884.329	1.984.936	43.221.442	10.082.742	(1.395.847)	83.083.508	702.022	83.785.530
Saldos al 30 de abril de 2022 (*)	179.802	20.046.418	79.686	8.884.329	1.984.936	41.825.595	4.378.317	10.496.347	87.875.430	638.005	88.513.435
Saldos al 30 de abril de 2023	179.802	20.046.418	79.686	8.884.329	2.509.751	34.445.345	7.213.964	23.464.550	96.823.845	585.588	97.409.433

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Estado de Flujo de Efectivo

	Por el ejercicio finalizado el		
	30 de abril de 2023	30 de abril de 2022 (*)	30 de abril de 2021 (*)
	(en miles de Ps.)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	29.325.518	37.013.033	15.921.974
Flujo neto de efectivo (utilizado en) / generado por actividades de inversión	(18.766.431)	(27.969.455)	965.830
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(14.059.956)	(14.186.442)	(27.261.303)
(Disminución) / aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	(3.500.869)	(5.142.864)	(10.373.499)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

b) Indicadores Financieros

	30/04/2023	30/04/2022	30/04/2021
Liquidez (1)	0,83	1,34	1,69
Solvencia (2)	0,80	0,86	0,70
Inmovilización del capital (3)	0,89	0,81	0,80
Rentabilidad (4)	0,28	0,05	-0,06
Endeudamiento (5)	1,26	1,16	1,42

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y EG WIND, según información financiera al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021

$$(1) \frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$$

$$(2) \frac{\text{Patrimonio}}{\text{Pasivo Total}}$$

$$(3) \frac{\text{Activo no corriente}}{\text{Total del Activo}}$$

$$(4) \frac{\text{Resultado integral del ejercicio}}{\text{Patrimonio promedio}}$$

$$(5) \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio}}$$

Liquidez

El índice de liquidez al 30 de abril de 2023 fue de 0,83, mientras que al 30 de abril de 2022 fue de 1,34. La disminución se debió a (i) la caída de las inversiones y del efectivo y equivalentes de efectivo debido fundamentalmente a la erogación por el pago de dividendos e inversiones en propiedad, planta y equipo, y (ii) el incremento de las deudas comerciales y adelantos en cuenta corriente debido a las inversiones en propiedad, planta y equipo.

El índice de liquidez al 30 de abril de 2022 fue de 1,34, mientras que al 30 de abril de 2021 fue de 1,69. La disminución se debió a (i) la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo como consecuencia principalmente de las recompra de las obligaciones negociables clase II y la cancelación del pasivo con Enercon Argentina que poseía EG WIND, y (ii) el incremento de las deudas fiscales debido al mayor impuesto a las ganancias como consecuencia del aumento de los resultados fiscales durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, el cómputo en una sola cuota del ajuste por inflación fiscal y el cambio de alícuota del impuesto aplicable.

Solvencia

El índice de solvencia al 30 de abril 2023 fue de 0,80, mientras que al 30 de abril de 2022 fue de 0,86. La disminución se debió a (i) la disminución del patrimonio neto como consecuencia del pago de dividendos en efectivo, y (ii) el incremento de la deuda financiera por la emisión de las obligaciones negociables clase III y IV por USD 40.000.000.

El índice de solvencia al 30 de abril de 2022 fue de 0,86, mientras que al 30 de abril de 2021 fue de 0,70. El incremento se debió a (i) el incremento del patrimonio neto como consecuencia principalmente del resultado ganancia que arrojó el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, y (ii) la disminución de la deuda financiera como consecuencia de las recompras de las obligaciones negociables clase II, los pagos de las cuotas de capital del préstamo con el Corporación Interamericana de Inversiones (“CII”) por parte de Hychico, la cancelación de préstamos con entidades locales y la menor evolución de la cotización de Dólar respecto de la evolución de la inflación.

Inmovilización del capital

No se observan variaciones significativas en dichos índices.

Rentabilidad

El índice de rentabilidad al 30 de abril de 2023 fue de 0,28, mientras que al 30 de abril de 2022 fue de 0,05. El incremento se debió al mayor resultado del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023.

El índice de rentabilidad al 30 de abril de 2022 fue de 0,05, mientras que al 30 de abril de 2021 fue de (0,06). El incremento se debió a que el resultado del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 arrojó una ganancia, mientras que el resultado del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 arrojó una pérdida.

Endeudamiento

El índice de endeudamiento al 30 de abril de 2023 fue de 1,26, mientras que al 30 de abril de 2022 fue de 1,16. La variación se explica con el incremento de la deuda financiera por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 3 y 4 por USD 40.000.000.

El índice de endeudamiento al 30 de abril de 2022 fue de 1,16, mientras que al 30 de abril de 2021 fue de 1,42. La principal causa de la variación es la disminución de la deuda financiera como consecuencia de las recompras de las Obligaciones

Negociables Clase 2, los pagos de las cuotas de capital del préstamo con el CII por parte de Hychico, la cancelación de préstamos con entidades locales.

Valores Negociables en circulación:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 2: emitidas el 15 de mayo de 2017 por un monto de capital original igual a US\$300.000.000, cuyo monto de capital actual en circulación es de US\$238.846.000, a una tasa de interés fija nominal anual igual a 6,875%, cuyos intereses son pagaderos semestralmente y con fecha de vencimiento de capital prevista para el 15 de mayo de 2024;
- (ii) Obligaciones Negociables Clases III: emitidas el 27 de febrero de 2023 por el monto de US\$22.433.559, Dólar link, suscriptas e integradas en Pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en Pesos al tipo de cambio aplicable, con fecha de vencimiento prevista para el 27 de febrero de 2026; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase IV: emitidas el 27 de febrero de 2023 por el monto de US\$17.566.441, Dólar link, suscriptas e integradas en Pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en Pesos al tipo de cambio aplicable, con fecha de vencimiento prevista para el 27 de febrero de 2027.

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro presenta las deudas corrientes y no corrientes y la capitalización de la Compañía al 30 de abril de 2023. Deberá leerse este cuadro junto con la información contenida bajo los títulos “*Información sobre la Emisora*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” en el presente Prospecto. La Compañía ha calculado su capitalización total consolidada como la suma de su endeudamiento corriente y no corriente y su patrimonio neto.

	30/4/2023 (En miles de US\$)(**)	30/4/2023 (en miles de Ps)	30/4/2022 (*)	30/4/2021 (*)
Deudas financiera corriente	15.060	3.353.608	3.219.451	4.455.326
Deudas financiera no corriente	278.328	61.977.999	57.393.157	78.507.537
Total Deudas financieras	293.388	65.331.607	60.612.608	82.962.863
Capital social	807	179.802	179.802	179.802
Ajuste de capital	90.023	20.046.418	20.046.418	20.046.418
Prima de emisión	358	79.686	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	39.987	8.884.329	8.884.329	8.884.329
Reserva legal	11.271	2.509.751	1.984.936	1.984.936
Reserva facultativa	154.685	34.445.345	41.825.595	43.221.444
Reserva por revaluación de activos	32.396	7.213.964	4.378.317	10.082.740
Resultados no asignados	105.373	23.464.550	10.496.347	(1.395.849)
Total del patrimonio atribuible a los propietarios	434.810	96.823.845	87.875.430	83.083.507
Participación no controlada	2.630	585.588	638.005	702.023
Total del patrimonio	434.440	97.409.433	88.513.435	83.785.530
Total capitalización	730.828	162.741.040	149.126.043	166.748.393

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2023, el cual era Ps 222,68 por US\$ 1,00. No garantizamos que los importes en Pesos o Dólares representados, podrían haber sido convertidos a Dólares al cambio indicado, a alguna tasa en particular, o en absoluto. Los números de esta columna no fueron auditados por Contador Público, por lo tanto, la CNV no se hace responsable de validarlos.

Al 30 de abril de 2023, las deudas financieras se vieron afectadas por el incremento de los adelantos en cuenta corriente obtenidos con bancos locales y la emisión de la Obligaciones Negociables Clases 3 y 4, compensado por la cancelación del préstamo con la Corporación Interamericana de Inversiones por parte de Hychico y a la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación entre los ejercicios.

Al 30 de abril de 2022, la Sociedad realizó recompras de sus Obligaciones Negociables Clase 2 desde agosto 2020, lo que ha generado una disminución de su endeudamiento entre los ejercicios analizados. Otros factores que afectan el endeudamiento son los niveles de inversión, la generación de caja y las necesidades de capital de trabajo.

d) Capital Social

Al 30 de abril de 2023, el capital social de la Compañía, el cual se encuentra totalmente suscrito e integrado, es de \$179.802.282, representado por 179.802.282 acciones, de Pesos \$1 valor nominal cada una y con derecho a un voto por acción. Durante los últimos 3 ejercicios anuales finalizados al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021, el capital social emitido no ha sufrido aumentos o disminuciones.

e) Cambios Significativos

Desde la fecha del cierre de los estados financieros anuales de la Compañía por el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023, no han ocurrido hechos o circunstancias significativas más allá de las siguientes:

Acuerdo Trafigura

Con fecha 4 de julio de 2023, la Sociedad celebró un contrato de farm-out con Trafigura Argentina S.A. (“Trafigura”) para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta del área Agua del Cajón. En virtud del acuerdo, Trafigura asumió el compromiso de participar con la Sociedad en el desarrollo de 4 pozos, y tendrá derecho, durante 30 meses, a participar en 12 pozos adicionales, para lo cual aportará el 30% de la producción resultante de los mismos durante 12 años.

Asimismo, en conexión con dicho contrato, la Sociedad celebró con Trafigura otros contratos, entre ellos, un *Joint Operating Agreement* y un contrato de Unión Transitoria. En virtud dichos contratos, Trafigura abonará a la Sociedad ciertos montos relacionados con el acceso a aquellos pozos en los que participe, un royalty por su producción, y costos de operación.

f) Reseña y perspectiva Operativa y Financiera

La presente reseña incluye manifestaciones a futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Dados los precedentes de inestabilidad política y económica de Argentina, la siguiente reseña no puede ser indicativa de los futuros resultados operativos, liquidez o recursos de capital y puede no contener toda la información requerida para comparar la presente información con los resultados de períodos anteriores o futuros. En consecuencia, la siguiente reseña debe ser leída junto con, y se encuentra condicionada íntegramente a, los Factores de Riesgo descritos en este Prospecto.

Reseña

Capex fue creada en el año 1988 con el objeto de llevar a cabo tareas de exploración de petróleo y gas en la Argentina. Esta actividad fue desarrollada mediante la adquisición / exploración de varias áreas (ADC, Senillosa, Villa Regina, Lago Pellegrini, Cerro Chato, Loma Kauffman, Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo y recientemente Bella Vista Oeste, Parva Negra Oeste, y Puesto Zuñiga). Posteriormente, Capex expandió sus operaciones hacia el negocio de Generación Eléctrica para convertirse en una compañía energética integrada. Como consecuencia, durante los años 1993 a 2000 Capex desarrolló la Central Térmica Agua del Cajón y una Planta de GLP sobre el yacimiento ADC que le permitió integrar sus operaciones. Adicionalmente, a través de sus subsidiarias Hychico y E G WIND, Capex participa del negocio de energías renovables incluyendo la generación de energía eólica y la producción de Hidrógeno y Oxígeno.

Inflación

La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (“NIC 29”) requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018. Para mayor información véase “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina*”.

Mediante la Resolución General 777/2018 (B.O. 28-12-2018), la CNV dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

El ajuste por inflación se calcula considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en el IPC publicado por el INDEC.

De acuerdo con las normas contables vigentes, los estados financieros de la Sociedad incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación al inicio y al cierre del ejercicio, destacando que la variación del IPC durante el último ejercicio fue 108,8% en comparación con el ejercicio anterior del 58%. Este reconocimiento por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda mencionado se expone en el rubro Otros Resultados Financieros RECPAM.

Distintos segmentos de negocio

Capex desarrolla su actividad en los siguientes segmentos de negocio: (i) exploración, producción y venta de petróleo y gas (Petróleo y Gas); (ii) generación de energía térmica (Energía); (iii) producción y venta de combustible líquido derivado de gas (GLP); (iv) generación de energía renovables (energía eólica, energía hidrógeno y oxígeno).

Resultado Operativo

A continuación se expone la información de los ingresos por segmentos:

Ingresos por segmentos	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022(*)	30.04.2021(*)
Petróleo y gas (**)	73.233.373	61.025.960	42.163.313
Energía	12.651.405	15.667.944	11.936.646
GLP	2.997.836	4.249.543	2.510.144
Energías Renovables			
Energía PED	1.822.816	2.063.418	2.502.797
Energía Hidrógeno	85.664	95.122	100.284
Oxígeno	38.099	36.379	35.995

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Incluye el gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMESA, y la valorización del gas consumido por la Planta de GLP en su operación.

A continuación se expone la información del resultado operativo por segmentos:

Resultados operativos por segmentos	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
Petróleo y gas(**)	35.769.791	14.173.292	(4.442.920)
Energía Agua del Cajón	3.920.411	7.160.088	4.543.793
GLP	213.032	2.604.460	1.141.967
Energía PED	742.479	(1.532.170)	1.554.154
Energía Hidrógeno	18.729	(32.200)	(129.304)
Oxígeno	(29.107)	(89.947)	(41.986)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Incluye los ingresos provenientes del gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMESA, y la valorización del gas consumido por la Planta de GLP en su operación.

A continuación se expone la variación de los diferentes conceptos que componen los estados de resultados integrales entre los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023 y 2022 y 30 de abril de 2022 y 2021.

	Variación		Variación	
	Entre los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023 y 2022 (*)		Entre los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021 (*)	
	(en miles de \$)	%	(en miles de \$)	%
Ingresos por ventas	7.690.827	9,3	23.889.188	40,3
Costo de ventas	(6.059.634)	14,8	(6.736.703)	19,8
Resultado bruto	1.631.193	3,9	17.152.485	68,2
Gastos de comercialización	(652.984)	4,4	(5.274.386)	55,8
Gastos de administración	(810.589)	18,7	(784.806)	22,1
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	18.184.192	(1.888,7)	8.564.526	(89,9)
Resultado operativo	18.351.812	82,4	19.657.819	748,7

Ingresos financieros	1.377.192	13,8	(9.662.431)	(49,2)
Costos financieros	(27.797.819)	109,1	15.844.741	(38,3)
Otros resultados financieros	-	-	(105.048)	(100,0)
Otros resultados financieros RECPAM	17.510.413	116,9	(3.787.256)	(20,2)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	9.441.598	43,4	21.947.825	(12,552,8)
Impuesto a las ganancias	3.838.849	(32,1)	(10.094.424)	543,6
Resultado neto	13.280.447	135,2	11.853.403	(583,4)
Otros resultados integrales				
Con imputación futura a resultados	-	-	407.573	(100)
Sin imputación futura a resultados	8.239.423	(161,8)	(2.097.030)	70
Resultado integral del ejercicio	21.519.870	455,2	10.163.946	(187)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Ingresos por venta

Al 30 de abril 2023/2022

Los ingresos por venta al 30 de abril de 2023 aumentaron un 9,3% con respecto al ejercicio anterior.

Al 30 de abril 2022/2021

Los ingresos al 30 de abril de 2022 aumentaron un 40,3%, en comparación con el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.

En la siguiente tabla se consigna la apertura de los ingresos por productos y servicios comercializados por la Emisora:

Producto	Por el ejercicio anual finalizado el					
	30 de abril de 2023		30 de abril de 2022 (*)		30 de abril de 2021 (*)	
	(en \$ miles)	% de ingresos	(en \$ miles)	% de ingresos	(en \$ miles)	% de ingresos
Energía						

Energía Central Térmica Agua del Cajón (incluye reconocimiento de gas propio)(**)	21.814.210	24	25.819.145	31	20.936.130	35
Energía eólica (PED I y PED II)	1.822.816	2	2.063.418	3	2.502.797	4
Servicio de fásón de energía eléctrica	85.664	0	95.122	0	100.284	0
Gas	-	0	36.767	0	34.265	0
Gas programa estímulo	-	0	1.768.689	3	4.608.128	8
Petróleo	64.481.093	71	49.430.437	59	28.474.248	48
GLP	2.388.339	3	3.725.391	4	2.109.867	4
Oxígeno	38.099	0	36.379	0	35.995	0
Servicios	198.972	0	163.018	0	447.462	1
Total	90.829.193	100	83.138.366	100	59.249.176	100

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) Al 30 de abril de 2023, 2022 y 2021 incluye los ingresos generados por el gas propio, consumido en la Central Térmica Agua Del Cajón y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustible Propio.

Energía

Energía Central Térmica Agua del Cajón

Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en Pesos disminuyeron en \$ 4.004.935, representando una disminución del 15,5%, pasando de \$ 25.819.145 al 30 de abril de 2022 a \$ 21.814.210 al 30 de abril de 2023. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron principalmente por el menor precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos. Cabe destacar que con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res N° 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM previstos por la Res N° 31/2020 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente para la energía entregada desde febrero 2021. Adicionalmente, durante el mes de abril 2022, mediante la Resolución N° 238/2022, se incrementaron los valores de energía en un 30%, retroactivos a febrero de 2022 con un adicional del 10% a partir de junio de 2022 y a través de la Resolución N° 826/2022 publicada en diciembre de 2022 se incrementaron los valores de energía en un 20% a partir de septiembre de 2022, con un adicional del 10% a partir de diciembre de 2022. Esta última resolución prevé un incremento del 25 % adicional a partir de la transacción de febrero de 2023 y un 28% adicional a partir de la transacción de agosto de 2023. Los incrementos establecidos no han sido suficientes para compensar la inflación registrada entre los períodos de un 108,8%. El precio promedio de venta fue \$ 2.807,4 MWh y 3.365,1 MWh al 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente. Los GW vendidos disminuyeron un 3,8 %.

Los ingresos asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas propio consumido en la CT ADC disminuyeron un 9,7%, debido a la disminución del 20 % en el precio del gas remunerado en Pesos, pasando de \$ 24.860,2 m3 al 30 de abril de 2022 a \$ 19.886,3 m3 al 30 de abril de 2023, compensado con un incremento del 12,8 % del volumen de gas transferido.

El ingreso por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados).

Al 30 de abril de 2022/2021

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en Pesos aumentaron en miles de \$ 4.883.014, representando un incremento del 23,3%, pasando de miles de \$ 20.936.130 al 30 de abril de 2021 a miles de \$ 25.819.145 al 30 de abril de 2022. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido en la CT ADC.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía aumentaron un 31,3%. Esta variación se debió principalmente al aumento en un 48,2 % de los GW vendidos producto de un aumento en la generación, ya que en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, la gran sequía trajo aparejada una baja generación de energía hidráulica, beneficiando CT ADC y asegurando que entraron en despacho todas las turbinas de la Sociedad. Adicionalmente, en los primeros tres meses del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 la CT ADC estuvo imposibilitada de operar a ciclo combinado, producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero 2020 (el mismo estuvo fuera de servicio hasta el 31 de julio de 2020). Este incremento se compensó parcialmente con la disminución del 11,4% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 3.799,11 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a \$/GWh 3.365,15 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022. Cabe destacar que con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res N° 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM previstos por la Res N° 31/2020 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente para la energía entregada desde febrero 2021. Este incremento tuvo impacto en los ingresos por energía por miles de \$ 770,08 correspondiente al trimestre febrero-abril 2021, los cuales fueron registrados en el primer trimestre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022. A su vez, durante el mes de abril 2022, mediante la Resolución N° 238/2022, se incrementaron los valores de energía en un 30%, retroactivos a febrero de 2022 con un adicional del 10% a partir de junio de 2022. Los incrementos establecidos no han sido suficientes para compensar la inflación registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 que ascendió al 58%.

Los ingresos asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas propio consumido en la CT ADC aumentaron un 12,8%, debido al aumento del precio del gas por millón de btu, el cual se incrementó de un valor promedio de US\$ 1,90 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a un valor promedio de US\$ 2,52 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, como consecuencia de la aplicación de nuevos precios de referencia de combustibles, los precios máximos o “topes” para las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado en el “Plan Gas 2020-2024”, este último a partir del 1 de enero de 2021. El volumen de gas remunerado no sufrió variaciones significativas.

Energía Parques Eólicos (PED I y PED II)

Al 30 de abril de 2023/2022

Los ingresos de energía eólica medidos en Pesos disminuyeron en \$ 240.602, representando una disminución del 11,7%, pasando de \$ 2.063.418 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 a \$ 1.822.816 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023. Esta disminución se debió a una caída en el precio de venta en Pesos, compensado parcialmente con una mayor cantidad de GWh vendidos, los cuales pasaron de 116,4 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 a 124,1 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023. En ambos períodos operaron restricciones significativas al despacho de ambos parques eólicos (principalmente el PED II) dado la entrada en operación en el mes de mayo de 2021 de un nuevo parque en la zona y la capacidad de transporte existente. El contrato de venta del PED II con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2021, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas. El precio promedio de ventas fue de \$ 14.689,1 y \$ 17.727,0 por MWh al 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente; la variación de los precios promedio de ventas en Pesos se debe fundamentalmente a la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación. Los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos meses continúe hasta la construcción de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares, lo que permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona, de modo que ambos parques puedan entregar la totalidad de la energía que estén en condiciones de generar. La mencionada obra forma parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico; por el momento, no cuenta con fecha cierta de ejecución.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los ingresos relacionados a la venta de energía eólica medidos en Pesos disminuyeron en miles de \$ 439.379, representando una disminución del 17,6%, pasando de miles de \$ 2.502.797 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a miles de \$ 2.063.418 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022. Esta disminución se debió a una menor cantidad de GWh vendidos, los cuales pasaron de 126,6 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 a 121,0 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, debido a las restricciones significativas al despacho de ambos parques eólicos (principalmente el PED II) dado la entrada en operación de un nuevo parque en la zona y la capacidad de transporte existente. Ambos contratos de venta de energía prevén una cláusula de “*tomar o pagar*” con una compensación por los GW no despachados (el PED I con una compensación P99 y el PED II con una compensación de P50 sobre el precio acordado), lo cual mitiga parcialmente las restricciones del sistema. Asimismo, el precio promedio de ventas fue de \$ 17.728,76 y \$ 19.769,28 por MWh al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente, la variación de los precios promedios de ventas se debe fundamentalmente a la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación. Los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

Servicio de fason de energía eléctrica:

Al 30 de abril de 2023/2022

El servicio de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en Pesos disminuyeron en \$ 9.458, representando una baja del 9,9%, pasando de \$ 95.122 al 30 de abril de 2022 a \$ 85.664 al 30 de abril de 2023. Esta disminución se produce por una baja del precio de venta en Pesos en un 8,2% por la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación, debido a que la tarifa se encuentra expresada en Dólares. El volumen vendido no sufrió variaciones significativas.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en Pesos disminuyeron en miles de \$ 5.162, representando una disminución del 5,1%, pasando de \$ 100.284 al 30 de abril de 2021 a miles de \$ 95.122 al 30 de abril de 2022. Esta disminución se produce por una disminución del precio de venta en un 14% por la menor evolución del tipo de cambio con relación a la inflación, debido a que la tarifa se encuentra expresada en Dólares. Esta disminución se vio parcialmente compensada por un incremento del volumen vendido del 9,8%.

Gas

Al 30 de abril de 2023/2022

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina aumentó un 9,1%, pasando de 471.593 miles de m3 al 30 de abril de 2022 a 514.461 miles de m3 al 30 de abril de 2023. Capex procura sostener el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas y el aporte de producciones de nuevas áreas, incentivadas principalmente por los programas estímulos. La producción de gas proveniente de la incorporación del área Puesto Zuñiga compensó la disminución de la producción de las áreas ADC y Loma Negra al 30 de abril de 2023.

Capex utilizó la totalidad de su producción de gas para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y la operación de la Planta de GLP. En el marco del Programa de estímulo a las inversiones en desarrollo de producción de gas proveniente de reservorios no convencionales, la Sociedad presentó las declaraciones juradas del área ADC correspondientes a los períodos enero 2018 – diciembre 2021 y las pólizas de caución. Por su parte, el Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas habiéndose cobrado en su totalidad.

Al 30 de abril de 2022/2021

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina aumentó un 1,05%, pasando de 466.692 miles de m3 al 30 de abril de 2021 a 471.593 miles de m3 al 30 de abril de 2022. Capex procura sostener el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por los programas estímulos; sin embargo, la producción de gas del

yacimiento ADC disminuyó un 6,2%. Por su parte, la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro aumentó en un 30,3%, pasando de un promedio de 254 miles de m³/día al 30 de abril de 2021 a un promedio de 331 miles de m³/día al 30 de abril de 2022.

Capex utiliza la mayor parte de su producción de gas para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y su procesamiento en la Planta de GLP. En el marco del Programa de estímulo a las inversiones en desarrollo de producción de gas proveniente de reservorios no convencionales, la Sociedad ha presentado las declaraciones juradas del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – diciembre 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – diciembre 2021 por un monto aproximado de \$ 3.585,6 millones (a valores históricos). La Sociedad ha registrado en el rubro “Ingresos” el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución N° 419 E/2017 por miles de \$ 1.768.689 y miles de \$ 4.608.128 al 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad ha cobrado la totalidad de las compensaciones mencionadas.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 y 2021 Capex realizó ventas de gas por \$ 36.767 y \$ 34.265 correspondiente a la entrega de 677 miles de m³ y 2.238 miles de m³ de gas proveniente de las áreas Loma Negra y La Yesera, a un precio promedio de US\$/ m³ 0,1851 (o US\$ 5,0 millón de btu) y US\$/ m³ 0,04686 (o US\$ 1,3 millón de btu), respectivamente.

Petróleo

Al 30 de abril de 2023/2022

	30.04.2023	30.04.2022	Variación	
	(en miles de Pesos, salvo los porcentajes)			
Mercado local	21.764.541	13.418.329	8.346.212	62,2%
Mercado externo	42.716.552	36.012.108	6.704.444	18,6%
Total	64.481.093	49.430.437	15.050.656	30,4%

cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Los ingresos por venta de petróleo al 30 de abril de 2023 aumentaron en \$ 15.050.656 respecto del ejercicio anterior, representando un incremento del 30,4%. Este aumento corresponde al mayor volumen vendido (38,1%) compensado con una disminución del 5,5 % en el precio de venta en Pesos.

Las ventas en el mercado local se incrementaron en \$ 8.346.212, ó 62,2%, por un incremento en el volumen vendido en un 60,4% pasando de 136.621 m³ al 30 de abril de 2022 a 219.148 m³ al 30 de abril de 2023. Los precios promedio en Pesos en el mercado local entre ejercicios no sufrieron variaciones significativas.

Los ingresos en el mercado externo aumentaron en \$ 6.704.444, ó 18,6% debido a un aumento del 26,2% en el volumen vendido compensado con una disminución del precio en Pesos. El precio internacional promedio entre ejercicios aumentó un 10,8%.

La producción de petróleo aumentó un 12,2%, pasando de 393.417 m³ al 30 de abril de 2022 a 441.402 m³ al 30 de abril de 2023, debido a la incorporación de petróleo proveniente del área Puesto Zúñiga y a los resultados obtenidos en las inversiones realizadas, fundamentalmente en el área Bella Vista Oeste.

Al 30 de abril de 2022/2021

	30.04.2022	30.04.2021	Variación	
	(en miles de Pesos, salvo los porcentajes)			

Mercado local	13.418.329	10.588.939	2.829.390	26,7%
Mercado externo	36.012.108	17.885.309	18.126.799	101,4%
Total	49.430.437	28.474.248	20.956.189	73,6%

cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Los ingresos de petróleo al 30 de abril de 2022 aumentaron en \$ 20.956.189 respecto del ejercicio anterior, representando un incremento del 73,6%. Este aumento corresponde al incremento del precio en Pesos en un 62,0%, debido a la recuperación del precio del crudo afectado por el efecto pandemia en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 y al mayor volumen vendido en un 7,2%.

Las ventas en el mercado local se incrementaron en \$ 2.829.390, o 26,7%, generado tanto por un incremento en el precio en Pesos de un 12,6%, como en el volumen vendido en un 12,5% pasando de 121.415 m3 al 30 de abril de 2021 a 136.621 m3 al 30 de abril de 2022, producto de la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste al mercado local a partir del mes de febrero de 2021.

Los ingresos en el mercado externo aumentaron en \$ 18.126.799, o 101,4% debido a la recuperación de los precios internacionales luego de la caída sufrida como consecuencia del impacto del Covid-19 en la economía mundial. Este incremento fue acompañado con un crecimiento del 4,5% en el volumen exportado, pasando de 246.098 m3 (1.547.912 bbl) al 30 de abril de 2021 a 257.277 m3 (1.618.224 bbl) al 30 de abril de 2022.

La producción de petróleo aumentó un 14,9%, pasando de 342.289 m3 al 30 de abril de 2021 a 393.417 m3 al 30 de abril de 2022, debido a la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste antes mencionado y a los resultados obtenidos en las inversiones realizadas, fundamentalmente en las áreas Bella Vista Oeste y Pampa del Castillo

Líquidos derivados del gas (GLP)

Al 30 de abril de 2023/2022

	30.4.2023	30.4.2022 (*)	Variación	
Propano	1.874.209	2.837.269	(963.060)	(33,94%)
Butano	514.130	888.122	(373.992)	(42,11%)
Total GLP	2.388.339	3.725.391	(1.337.052)	(35,89%)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Propano

Las ventas de propano disminuyeron en \$ 963.060 o 33,9%, pasando de \$ 2.837.269 al 30 de abril de 2022 a \$ 1.874.209 al 30 de abril de 2023, producto de una disminución del 14,4% en el volumen vendido. Esta disminución es resultante de la menor calidad del gas procesado en la Planta de GLP.

Las ventas en el mercado local, medidas en Pesos disminuyeron un 32,4%, debido a una caída del 22,1% en el volumen vendido, pasando de 10.530 tn al 30 de abril de 2022 a 8.200 tn al 30 de abril de 2023. El precio de venta disminuyó un 13,2%. Dentro del volumen vendido, se encuentran las entregas realizadas para cumplir con el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.

Por otro lado, las ventas en el mercado externo, medidas en Pesos disminuyeron un 35,3% debido a una disminución del 32,5% en los precios de venta en Pesos como consecuencia de los menores precios internacionales, pasando de \$promedio/tn 194.951,0 al 30 de abril de 2022 a \$promedio/tn 131.539,4 al 30 de abril de 2023.

Butano

Las ventas de butano disminuyeron en \$ 373.992 ó 42,1%, pasando de \$ 888.122 al 30 de abril de 2022 a \$ 514.130 al 30 de abril de 2023. Dicha disminución se debió a una disminución del volumen vendido en un 15,7%, pasando de 11.845 tn al 30 de abril de 2022 a 9.982 tn al 30 de abril de 2023 como consecuencia de la menor calidad del gas procesado en la Planta de GLP y una disminución del 31,3% en el precio de venta.

No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2023 y 2022 debido a que la producción de 18.648 m3 y 21.856 m3, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

Al 30 de abril de 2022/2021

	30.4.2022	30.4.2021 (*)	Variación	
Propano	2.837.269	1.553.642	1.283.627	82,6%
Butano	888.122	556.225	331.897	59,7%
Total GLP	3.725.391	2.109.867	1.615.524	76,5%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Propano

Las ventas de propano disminuyeron en \$ 963.060 o 33,9%, pasando de \$ 2.837.269 al 30 de abril de 2022 a \$ 1.874.209 al 30 de abril de 2023, producto de una disminución del 14,4% en el volumen vendido. Esta disminución es resultante de la menor calidad del gas procesado en la Planta de GLP.

Las ventas en el mercado local, medidas en Pesos disminuyeron un 32,4%, debido a una disminución del 22,1% en el volumen vendido, pasando de 10.530 tn al 30 de abril de 2022 a 8.200 tn al 30 de abril de 2023. El precio de venta disminuyó un 13,2%. Dentro del volumen vendido, se encuentran las entregas realizadas para cumplir con el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.

Por otro lado, las ventas en el mercado externo, medidas en pesos disminuyeron un 35,3% debido a una disminución del 32,5% en los precios de venta en pesos como consecuencia de los menores precios internacionales, pasando de \$promedio/tn 194.951,0 al 30 de abril de 2022 a \$promedio/tn 131.539,4 al 30 de abril de 2023.

Para el año finalizado al 30 de abril de 2021 las ventas de propano aumentaron en \$ 1.283.627 o 82,6%, pasando de \$ 1.553.642 a \$ 2.837.269 al 30 de abril de 2022.

El incremento de las ventas (mercado local y externo) es consecuencia fundamentalmente del mayor precio de venta y en menor medida por el incremento del volumen vendido. El precio de venta en Pesos aumentó un 60,4% pasando de \$promedio/tn 96.063,67 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 154.090,51 al 30 de abril de 2022. El volumen vendido aumentó en 3.431.1 tn, es decir un 21,2% como consecuencia de la mayor cantidad de gas procesado.

En el mercado local, las ventas en Pesos aumentaron un 97,7%, generado tanto por un incremento en el volumen vendido como en el precio de venta. El volumen vendido aumento un 25,5% pasando de 8.387 tn al 30 de abril de 2021 a 10.530 tn al 30 de abril de 2022 dado la mayor cantidad de gas procesado. Las entregas para cumplir con el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido forman parte de este volumen. Con relación al precio, éste se incrementó en Pesos en un 57,4% pasando de \$promedio/tn 89.910,16 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 141.561,09, al 30 de abril de 2022 debido a los mayores precios internacionales a pesar de la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación.

En el mercado externo, las ventas medidas en Pesos aumentaron un 68,4% debido a un aumento del 66,3 % en el precio de venta en Pesos promedio y, en menor medida, a un incremento en el volumen exportado de un 1,2%. Los precios de venta de propano en el mercado externo pasaron de \$promedio/tn 102.692,69 al 30 de abril de 2021 a \$promedio/tn 170.825,63 al 30 de abril de 2022 por lo explicado anteriormente.

Butano

Las ventas de butano disminuyeron en \$ 373.992 o 42,1%, pasando de \$ 888.122 al 30 de abril de 2022 a \$ 514.130 al 30 de abril de 2023. Dicha disminución se debió a una disminución del volumen vendido en un 15,7%, pasando de 11.845 tn al 30 de abril de 2022 a 9.982 tn al 30 de abril de 2023 como consecuencia de la menor calidad del gas procesado en la Planta de GLP y una disminución del 31,3% en el precio de venta.

No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2023 y 2022 debido a que la producción de 18.648 m³ y 21.856 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

Las ventas de butano aumentaron en \$ 331.897 o 59,7%, pasando de \$ 556.225 al 30 de abril de 2021 a \$ 888.122 al 30 de abril de 2022. Dicho incremento se debió a un aumento del volumen vendido en un 13,3%, pasando de 10.531 tn al 30 de abril de 2021 a 11.936 tn al 30 de abril de 2022 como consecuencia del mayor gas procesado. El precio de venta en Pesos se incrementó en un 40,9% debido a los mayores precios internacionales a pesar de la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación. Cabe destacar que de las ventas registradas en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, \$ 190.129, ó 21,4% correspondieron a la exportación de 1.126 tn.

No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2022 y 2021 debido a que la producción en esos ejercicios de 21.856 m³ y 20.240 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

Oxígeno

Al 30 de abril de 2023/2022

Hychico vendió 63.300 Nm³ y 86.021 Nm³ de oxígeno por un total de miles de \$ 38.099 y miles de \$ 36.379 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente. El leve aumento de las ventas en Pesos es consecuencia de un mayor precio de venta compensado por el menor volumen vendido debido a la disminución de la demanda del producto.

Al 30 de abril de 2022/2021

Hychico vendió 86.021 m³ y 126.030 m³ de oxígeno por un total de miles de \$ 36.379 y miles de \$ 35.995 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021, respectivamente. El incremento de las ventas en Pesos es consecuencia del aumento del precio de venta, compensado por un menor volumen vendido debido a la disminución de la demanda del producto.

Servicios

Al 30 de abril de 2023/2022

Corresponde a la participación del 37,5% sobre los ingresos en los servicios prestados de tratamiento de terceras partes por el Consorcio Loma Negra.

Al 30 de abril de 2022/2021

Corresponde a la participación del 37,5% sobre los ingresos en los servicios prestados de tratamiento de terceras partes por el Consorcio Loma Negra.

Costo de ventas

En la siguiente tabla se expone el rubro costo de ingresos por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Costo de ventas	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2023 (en \$ miles)	30 de abril de 2022 (*) (en \$ miles)	30 de abril de 2021 (*) (en \$ miles)
Honorarios y otras retribuciones	232.466	316.947	235.872

Sueldos y cargas sociales	8.139.926	7.032.155	5.826.000
Materiales, repuestos y otros	2.541.379	2.550.206	2.524.461
Operación, mantenimiento y reparaciones	8.270.818	7.236.814	5.893.600
Combustibles, lubricantes y fluidos	4.785.095	3.891.368	2.847.386
Transporte, fletes y estudios	1.171.626	1.047.624	531.082
Depreciación propiedad, planta y equipo	17.400.089	20.578.558	16.033.717
Depreciación derechos de uso	-	41.606	111.776
Gastos de oficina, movilidad y representación	278.675	340.523	264.248
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	948.521	1.226.462	1.047.624
Gastos de transporte de gas	107.242	145.572	275.515
Adquisición de crudo	2.127.564	1.781.451	821.543
Adquisición energía a CAMMESA	7.276	16.765	1.638
Costo de producción de existencias	876.014	(5.378.994)	(2.324.108)
Costo de ventas (total)	46.886.691	40.827.057	34.090.354

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023/2022

El costo de ingresos al 30 de abril de 2023 ascendió a \$ 46.886.691 (51,6% sobre los ingresos), mientras que al 30 de abril de 2022 ascendió a \$ 40.827.057 (49,1% sobre los ingresos), representando un aumento del 14,8%.

El comportamiento de los principales rubros en el costo de ingresos fue:

- El costo de producción de existencias corresponde a los stocks de crudo producidos y no vendidos, los cuales están expuestos en el activo en el rubro “Inventarios”. Los stocks de crudo disminuyeron un 68,6% entre ambos ejercicios. La producción de petróleo del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023 fue de 441.402 m3, mientras que el volumen vendido ascendió a 543.912 m3.
- un incremento de los sueldos y cargas sociales como consecuencia de la recomposición salarial otorgada por la Sociedad y el incremento en la nómina;
- Incremento de los costos asociados con operación, mantenimiento y reparaciones, debido a la mayor intervención de pozos de los yacimientos de Agua del Cajón y Bella Vista Oeste. Se incluye en este rubro los incrementos tarifarios de los contratistas.
- un aumento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente debido al incremento en el costo del gas necesario en los yacimientos localizados en la cuenca del Golfo San Jorge para la generación de energía consumida y para el uso en los calentadores
- una disminución en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 3.178.469 debido a la menor producción en el área Agua del Cajón, la menor generación de la CT ADC y principalmente a las mayores reservas comprobadas del área Pampa del Castillo por un mayor horizonte de vida útil, compensado con las nuevas inversiones en el segmento de petróleo y gas respecto del ejercicio anterior.

Al 30 de abril de 2022/2021

El costo de ingresos al 30 de abril de 2022 ascendió a \$ 40.827.057 (49,1% sobre los ingresos), mientras que al 30 de abril de 2021 ascendió a \$ 34.090.354 (57,5% sobre los ingresos).

El comportamiento de los principales rubros que implicaron el incremento del 19,8% en el costo de ingresos fue:

- un aumento en las depreciaciones de los activos de propiedad, planta y equipo por \$ 4.544.841 debido a las nuevas inversiones en el segmento de petróleo y gas acompañado de mayor producción, y a la mayor depreciación de los activos relacionados por la CT ADC respecto del ejercicio anterior, debido a la mayor generación.
- la mayor adquisición de crudo relacionada con la operatoria de la UT Pampa del Castillo, tanto en m3 como a mayor precio;
- los sueldos y cargas sociales se incrementaron como consecuencia de la recomposición salarial y el incremento en la nómina;
- los costos en operación, mantenimiento y reparaciones y en el resto de los costos en general muestran un incremento como consecuencia de la normalización de las tareas de mantenimiento de las operaciones en las áreas entre ejercicios. Durante los primeros meses del ejercicio anterior, como consecuencia de la pandemia, se realizaron únicamente tareas de mantenimiento y actividades esenciales para conservar operativos los yacimientos. Aquellos costos asociados como consecuencia del Covid-19 y que no formaron parte de la operación productiva fueron imputados en “Otros egresos operativos netos”.

El costo de producción de existencias corresponde a los stocks de crudo producidos y no vendidos, los cuales están expuestos en el activo en el rubro “Inventarios”. Los stocks de crudo variaron un 53% entre ambos ejercicios.

Gastos de comercialización

A continuación se exponen los gastos de comercialización por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Por el ejercicio anual finalizado el			
Gastos de comercialización	30 de abril de 2023 (en \$ miles)	30 de abril de 2022 (*) (en \$ miles)	30 de abril de 2021 (*) (en \$ miles)
Regalías	9.162.771	9.466.440	6.708.297
Gastos de transporte y despacho de energía	1.209.617	1.105.401	981.456
Derechos de exportaciones	3.068.267	2.609.162	498.339
Impuesto sobre los ingresos brutos	1.941.291	1.547.959	1.244.845
Comisiones y otros	-	-	21.639
Gastos de comercialización (total)	15.381.946	14.728.962	9.454.576

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los gastos de comercialización fueron de \$ 15.381.946 al 30 de abril de 2023 mientras que al 30 de abril de 2022 ascendieron a \$ 14.728.962, representando en ambos un 16,9% y 17,7% sobre los ingresos, respectivamente.

Las principales causas del incremento del 4% fueron:

- (a) los mayores derechos de exportación abonados como consecuencia de las mayores exportaciones de petróleo, propano y butano, y
- (b) El mayor impuesto sobre los ingresos brutos abonado debido a la mayor facturación.

Compensado parcialmente por las menores regalías de petróleo y gas, a pesar del incremento de la producción, su disminución se debe a un menor precio de venta en Pesos entre los ejercicios y al menor porcentaje de regalías aplicado sobre la producción incremental en el área Pampa del Castillo. Esto último, debido a la obtención de una alícuota del 6 % sobre dicha producción proveniente de los pozos asociados al proyecto “Recuperación terciaria y mejora de eficiencia volumétrica de barrido Pampa del Castillo Sur” hasta el mes de abril de 2031 inclusive.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los gastos de comercialización fueron de \$ 14.728.962 al 30 de abril de 2022 mientras que al 30 de abril de 2021 ascendieron a \$ 9.454.576, representando en ambos un 17,7% y 16,0% sobre los ingresos, respectivamente.

La variación del 55,8% se debió principalmente a:

- a) las mayores regalías de petróleo y gas debido al incremento de la producción y del precio;
- b) los mayores derechos de exportación abonados como consecuencia de las mayores exportaciones de petróleo y propano y las regulaciones aplicables a lo largo del período; y
- c) el aumento del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la mayor facturación.

Gastos de administración

A continuación se exponen los gastos de administración por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Gastos de administración	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2023 (en \$ miles)	30 de abril de 2022 (*) (en \$ miles)	30 de abril de 2021 (*) (en \$ miles)
Honorarios y otras retribuciones	344.910	327.049	338.129
Sueldos y cargas sociales	2.592.966	2.004.320	1.639.892
Operación, mantenimiento y reparaciones	490.753	405.318	326.483
Transporte, fletes y estudios	17.910	16.604	12.250
Depreciación propiedad, planta y equipo	92.105	79.838	82.283
Depreciación derechos de uso	297.212	297.213	297.213
Gastos de oficina, movilidad y representación	65.428	70.793	27.650
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	70.881	46.549	89.022
Gastos bancarios	1.174.443	1.088.336	738.291
Gastos de administración (total)	5.146.608	4.336.019	3.551.213

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los gastos de administración fueron de \$ 5.146.608 al 30 de abril de 2023, representando un 5,7% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2022 fueron de \$ 4.336.019, representando un 5,2%. El aumento fue de \$ 810.589 y representa un 18,7%. Este incremento es consecuencia principalmente del aumento de los sueldos y cargas sociales por los incrementos salariales y gratificaciones otorgados por la Sociedad y el incremento en la nómina.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los gastos de administración fueron de \$ 4.336.019 al 30 de abril de 2022, representando un 5,2% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron de \$ 3.551.213, representando un 6,0% sobre los ingresos. El aumento fue de \$ 784.806, representando un 22,1%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) los mayores gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario, dadas las mayores transacciones de ventas, por la normalización de la actividad en las áreas y las inversiones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo, y ii) el aumento de los sueldos y cargas sociales por los incrementos salariales otorgados y el incremento en la nómina, y del resto de los gastos en general como consecuencia de una mayor actividad en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 respecto del ejercicio anterior.

Este incremento se compensó parcialmente con los menores gastos en impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros y honorarios y otras retribuciones.

Otros ingresos / (egresos) operativos netos

A continuación se exponen los valores correspondientes a “otros egresos (ingresos) operativos netos” por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Otros ingresos / (egresos) operativos netos	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2023 (en \$ miles)	30 de abril de 2022 (*) (en \$ miles)	30 de abril de 2021 (*) (en \$ miles)
Adquisición de participación área La Yesera	-	1.057.920	-
Ingreso por tareas ambientales en Pampa del Castillo	-	125.574	-
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	16.944.397	(2.332.873)	(8.141.310)
Resultados pasivos a riesgo	-	-	364.447
Cobro de reclamos judiciales	-	128.915	161.122
Costos directos asociados al Covid-19	-	(211.576)	(2.181.109)
Ingresos por servicios administrativos indirectos consorcios/UTE (neto)	118.888	154.441	155.907
Diversos	158.108	114.796	113.612
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	17.221.387	(962.805)	(9.527.331)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los otros ingresos operativos netos al 30 de abril de 2023 fueron una ganancia de \$ 17.221.387, en tanto que al 30 de abril de 2022 arrojaron una pérdida de \$ 962.805.

Se incluye en este rubro al 30 de abril de 2023 el recupero de la desvalorización del rubro Propiedad, Planta y equipo de los activos asociados con la explotación de Agua del Cajón compensado parcialmente por una desvalorización del PED II (propiedad de E G WIND), y al 30 de abril de 2022: (i) la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo correspondiente al reconocimiento de un menor valor de del PED II en el segmento de generación de energía eólica (ii) el resultado generado por la adquisición a San Jorge Energy S.A. del 18,75% de participación adicional en la concesión de explotación La Yesera,

(iii) los ingresos indemnizatorios por la realización de tareas ambientales en Pampa del Castillo, y (iv) los costos directos asociados al COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2022 fueron una pérdida de \$ 962.805, en tanto que al 30 de abril de 2021 la pérdida ascendió a \$ 9.527.331.

Se incluyeron en este rubro al 30 de abril de 2022 fundamentalmente (i) el resultado generado por la adquisición a San Jorge Energy S.A. de la participación del 18,75% en el área La Yesera, (ii) los ingresos indemnizatorios de Pampa del Castillo por la realización de tareas ambientales; y al 30 de abril de 2022 y 2021 (iii) los ingresos por servicios administrativos a los consorcios, (iv) el cobro de reclamos judiciales y (v) los costos generados como consecuencia del Covid-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos.

Asimismo, al 30 de abril de 2022 se incluyó la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 2.332.873 correspondiente al reconocimiento de un menor valor de del PED II (propiedad de E G WIND) en el segmento de generación de energía eólica. Al 30 de abril de 2021 la desvalorización de \$ 8.141.310, corresponde al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón.

Resultados financieros

A continuación se exponen los valores correspondientes a los resultados financieros por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Resultados financieros	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2023	30 de abril de 2022 (*)	30 de abril de 2021 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Ingresos financieros	11.362.072	9.984.880	19.647.311
Diferencia de cambio	9.758.113	7.263.353	17.202.998
Intereses	1.849.323	1.822.100	1.644.120
Otros resultados financieros	329.981	1.023.604	983.556
Devengamiento de intereses de créditos	(575.345)	(124.177)	(183.363)
Costos financieros	(53.270.477)	(25.472.658)	(41.317.399)
Diferencia de cambio	(44.324.774)	(19.734.986)	(34.472.535)
Intereses	(8.428.491)	(5.607.702)	(8.901.267)
Otros resultados financieros	(237.691)	(160.506)	(192.416)
Resultado neto por recompra obligaciones negociables	-	155.684	1.578.159
Devengamiento de intereses de deuda	(279.521)	(125.148)	670.660

Otros resultados financieros	-	-	105.048
Otros resultados financieros RECPAM(**)	32.487.649	14.977.236	18.764.492
Resultados financieros	(9.420.756)	(510.542)	(2.800.548)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

(**) en este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2023 arrojaron un saldo de \$ 11.362.072, mientras que al 30 de abril de 2022 fueron de \$ 9.984.880, representando un incremento del 13,8%. Las principales causas de este incremento de \$ 1.377.192 estuvieron relacionados con el rubro “diferencia de cambio”, debido a la variación, a valores nominales, de la cotización del Dólar respecto del Peso, el cual entre mayo 2022 y abril 2023 se incrementó en un 93,1% mientras que, entre mayo 2021 y abril 2022 tuvo un aumento del 23,2% compensado parcialmente por la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación entre ejercicios. El grupo económico de la Emisora posee al 30 de abril de 2023 el 37,8% de sus activos financieros en Dólares. Al 30 de abril de 2023 los intereses y los otros resultados financieros se generaron por las inversiones realizadas, fundamentalmente, en fondos comunes de inversión y plazos fijos, cuyo capital promedio expuesto en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 fue menor que el capital promedio expuesto del ejercicio anterior. Asimismo, se incluyen ingresos en concepto de intereses por mora como consecuencia del retraso de los pagos por parte de CAMMESA, los cuales aumentaron un 23% entre ejercicios.

Los costos financieros al 30 de abril de 2023 arrojaron un saldo de \$ 53.270.477, mientras que al 30 de abril de 2022 fueron por \$ 25.472.658, representando un incremento del 109,1%. Las principales causas de la variación de \$ 27.797.819 fueron:

- las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la mayor variación, a valores nominales, de la cotización del Dólar respecto del Peso, el cual entre mayo 2022 y abril 2023 se incrementó en un 93,1% mientras que, entre mayo 2021 y abril 2022 tuvo un aumento del 23,2%, compensado parcialmente por la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación entre los ejercicios. Adicionalmente, la deuda financiera aumentó como consecuencia de las nuevas ON emitidas por US\$ 40 millones. El grupo económico de la Emisora posee el 77,7% de sus pasivos comerciales y financieros en Dólares, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

La deuda financiera a la cual hacemos referencia corresponde a las Obligaciones Negociables Clase 2 por US\$ 238.846.000, Clase 3, por US\$ 22.433.559, y Clase 4, por US\$ 17.566.441, con vencimiento mayo 2024, febrero 2026 y febrero 2027, respectivamente.

- los mayores intereses devengados correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase 2 por la mayor variación a valores nominales, de la cotización del Dólar respecto del Peso compensado con el menor capital adeudado como consecuencia de las recompras efectuadas y a la cancelación del préstamo con el CII por parte de Hychico. Al 30 de abril de 2023 se registraron intereses por adelantos en cuenta corriente.

En el rubro “Otros resultados financieros RECPAM” se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda. La inflación interanual registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 fue del 108,8%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 fue del 58,0%.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2022 arrojaron un saldo de \$ 9.984.880, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron de \$ 19.647.311, representando una disminución del 49,2%. Las principales causas de esta disminución de \$ 9.662.431 fueron las menores ganancias por diferencia de cambio debido a la menor variación, a valores nominales, de la cotización del Dólar

respecto del Peso, el cual entre mayo 2021 y abril 2022 se incrementó en un 23,2% mientras que, entre mayo 2020 y abril 2021 tuvo un aumento del 39,9% y la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación entre los ejercicios. El grupo económico de la Emisora posee al 30 de abril de 2022 el 77,4% de sus activos financieros en Dólares. Al 30 de abril de 2022 y 2021 los intereses y los otros resultados financieros se generaron por las inversiones formadas, fundamentalmente, por fondos comunes de inversión y plazos fijos, cuyo capital promedio expuesto en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022 fue mayor que el capital promedio expuesto del ejercicio anterior. Asimismo, se incluyen ingresos en concepto de intereses por mora como consecuencia del retraso de los pagos por parte de CAMMESA.

Los costos financieros al 30 de abril de 2022 arrojaron un saldo de \$ 25.472.658, mientras que al 30 de abril de 2021 fueron por \$ 41.317.399, representando una disminución del 38,3%. Las principales causas de la fluctuación de \$ 15.844.741 fueron:

- las menores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del Dólar respecto del Peso, el cual entre 2021 y abril 2022 se incrementó en un 23,2% mientras que, entre mayo 2020 y abril 2021 tuvo un aumento del 39,9% y la menor evolución de la cotización del Dólar respecto de la evolución de la inflación entre ejercicios. Adicionalmente, el capital adeudado disminuyó como consecuencia de las recompras de ON que realizó la Sociedad durante los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2022 y 2021. El grupo económico de la Emisora posee el 84,0% de sus pasivos financieros en Dólares, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera impactos significativos en los resultados económicos y en el patrimonio.

La deuda financiera a la cual se hace referencia se detalla a continuación:

- Recompra de obligaciones negociables clase II por un total de US\$ 16.180.000 y US\$ 44.974.000 de valor nominal, acumulando al 30 de abril de 2022 US\$ 61.154.000. Al 30 de abril de 2022, el capital adeudado en concepto de obligaciones negociables clase II asciende a US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024 devenga intereses a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente. Al 30 de abril de 2022, el monto de las obligaciones negociables clase II recompradas por la Sociedad se encontraban en cartera.
- Préstamo de US\$ 2,5 millones con el Banco Santander Río S.A., destinado a capital de trabajo de E G WIND, devenga un interés a una tasa fija nominal en Dólares de 2,95% pagadero trimestralmente. Al 30 de abril de 2022 el capital adeudado asciende a US\$ 2,5 millones.
- los menores intereses devengados correspondientes a las obligaciones negociables, por las recompras efectuadas, y al préstamo con el CII. Adicionalmente, en mayo de 2021 se canceló el préstamo con el Banco Macro contraído en abril 2020, compensados parcialmente con los intereses por adelantos en cuenta corriente que al 30 de abril 2022 se mantienen por \$ 903,83 millones devengando intereses a una TNA del 36,5%.

En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 se registró una ganancia por devengamiento de intereses de deudas generada principalmente por la cancelación anticipada por parte de E G WIND del saldo adeudado a Enercon GmbH por el cual obtuvo un descuento de US\$ 3,47 millones. generando un resultado positivo de \$ 1,130.592.

Asimismo, el resultado por recompra de ON disminuyó entre los ejercicios, debido fundamentalmente a las menores recompras a valores nominales efectuadas durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 respecto del ejercicio anterior.

En el rubro “Otros resultados financieros RECPAM” se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda. La inflación interanual registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 fue del 58,0%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 fue del 46,3%.

Impuesto a las ganancias

Al 30 de abril de 2023/2022

El cargo por impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2023 fue de \$ 8.112.479 pérdida, mientras que al 30 de abril de 2022 fue de \$ 11.951.328 pérdida, representando una variación de \$ 3.838.849, como consecuencia de la variación del impuesto corriente y diferido determinado en ambos ejercicios. Al 30 de abril de 2023 el cargo se vio influenciado por el diferimiento

en tres cuotas del ajuste por inflación fiscal artículo 95, al reverso de la provisión relacionada con el ajuste por inflación de los quebrantos que había sido registrada al 30 de abril de 2022 por \$ 530 millones compensado por los mayores resultados sujetos a impuesto, mientras que al 30 de abril de 2022 el cargo se vio influenciado principalmente por el cambio de alícuota y el cómputo en una sola cuota del ajuste por inflación fiscal artículo 95.

Al 30 de abril de 2022/2021

El resultado pérdida por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2022 aumentó en miles de \$ 10.094.423 pasando de una pérdida de miles de \$ 1.856.904 a una de miles de \$ 11.951.328, como consecuencia del mayor resultado fiscal ganancia arrojado en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, dado el incremento de la actividad y los mejores resultados obtenidos, el impacto en el resultado fiscal del ajuste por inflación impositivo, cuyo cómputo, a partir del presente ejercicio no se difiere en cuotas, el incremento de la alícuota aplicable y de la variación del cargo por el impuesto diferido.

Otros resultados integrales

A continuación se exponen los valores correspondientes a “otros resultados integrales” por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2022, 2021 y 2020:

Otros resultados integrales	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2023	30 de abril de 2022 (*)	30 de abril de 2021 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Con imputación futura a resultados	-	-	(407.573)
Sin imputación futura a resultados	3.145.678	(5.093.748)	(2.996.717)
Total	3.145.678	(5.093.748)	(3.404.290)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023/2022

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo.

Al 30 de abril de 2022/2021

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se generaron debido a que al 30 de abril de 2021 la Sociedad poseía inversiones en títulos públicos cuyo objetivo era tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual se registró una reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias en ese ejercicio. Dichos títulos públicos fueron vendidos en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021.

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro propiedad, planta y equipo. Al 30 de abril de 2022 se generó un resultado negativo de \$ 5.093.748 debido a la evolución de la reserva por revaluación de activos determinada a valores reales.

Resultado neto

Al 30 de abril de 2023/2022

El Resultado neto del ejercicio ascendió a \$ 23.102.100 (ganancia) en comparación con los \$ 9.821.653 (ganancia) del ejercicio anterior. El resultado neto al 30 de abril de 2022, se vio afectado por el cambio de alícuota del impuesto a las ganancias aplicable

tanto sobre el resultado fiscal del ejercicio como de los activos y pasivos diferidos y por el cómputo en una sola cuota del ajuste por inflación fiscal Art. 95. Asimismo, el resultado neto al 30 de abril de 2023 se vio afectado por el mayor incremento de la cotización de la moneda extranjera entre períodos, reflejándose en un incremento de la diferencia de cambio (pérdida) generado por los pasivos en moneda extranjera (Obligaciones Negociables).

Al 30 de abril de 2022/2021

El Resultado Neto al 30 de abril de 2022 ascendió a miles de \$9.821.653 (ganancia) en comparación con los miles de \$ 2.031.748 (pérdida) del ejercicio anterior. Adicionalmente a lo mencionado, el resultado neto se vio afectado por el impuesto a las ganancias, producto de: i) el resultado fiscal ganancia, como consecuencia del incremento de la actividad y los mejores resultados obtenidos, ii) el ajuste por inflación impositivo, cuyo cómputo, a partir del presente ejercicio, no se difiere en cuotas, y iii) el incremento de la alícuota aplicable tanto sobre el resultado fiscal del ejercicio como de los activos y pasivos diferidos.

Resultado integral

Al 30 de abril de 2023/2022

El resultado integral al 30 de abril de 2023 ascendió a miles de \$ 26.247.778 (ganancia) en comparación con \$ 4.727.905 (ganancia) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022.

Al 30 de abril de 2022/2021

El resultado integral al 30 de abril de 2022 ascendió a miles de \$ 4.727.905 (ganancia) en comparación con miles de \$ 5.436.038 (pérdida) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.

Liquidez y recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez ha sido el efectivo generado por las actividades operativas. Nuestras principales actividades son la exploración y producción de petróleo y gas, la producción y venta de derivados líquidos y gaseosos (GLP), la generación de energía y otras actividades, incluyendo servicios de fabricación para la producción de energía y la venta de oxígeno.

Nuestras principales necesidades o usos de efectivo están relacionados con nuestras actividades de inversión y financiamiento, incluyendo el desarrollo de nuestras reservas probadas, la exploración de reservas adicionales y los gastos de capital para invertir en propiedades, instalaciones y equipos necesarios para la extracción y producción de gas y petróleo, la generación y transmisión de electricidad y el servicio de nuestra deuda financiera.

Nuestra liquidez y recursos de capital incluyen nuestro efectivo y equivalentes de efectivo, incluyendo el efectivo, otras inversiones a corto plazo altamente líquidas con vencimientos de tres meses y descubiertos bancarios.

En la siguiente tabla se consigna el origen y la aplicación de fondos por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2023, 2022 y 2021:

Estado de flujo de efectivo	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2023	30.04.2022 (*)	30.04.2021 (*)
	(en miles de Pesos)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	29.325.518	37.013.033	15.921.974
Flujo neto de efectivo (utilizado) /	(18.766.431)	(27.969.455)	965.830

generado en las actividades de inversión			
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(14.059.956)	(14.186.442)	(27.261.303)
Total flujo de fondos neto	(3.500.869)	(5.142.864)	(10.373.499)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Al 30 de abril de 2023/2022

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2023, nuestros flujos de efectivo netos provenientes de las actividades operativas ascendieron a miles de \$ 29.325.518 provenientes principalmente del resultado neto del ejercicio por un monto de \$ 23.102.100, que incluye: (i) intereses devengados de pasivos financieros por miles de \$ 4.828.432, (ii) la diferencia en cambio por pasivos financieros y otros por miles de \$ 38.669.366, y (iii) depreciación de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 17.492.193. Todo lo anterior fue compensado por miles de (\$ 35.699.385) por cuenta de RECPAM y el recupero de desvalorización de propiedad, planta y equipo por miles de (\$ 16.944.397). Los flujos de efectivo netos generados por las actividades operativas durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 ascendieron a miles de \$ 37.013.033, debido al resultado neto del ejercicio, diferencias de cambio generadas por deudas financieras y la depreciación de propiedad planta y equipo.

Al 30 de abril de 2022/2021

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 el flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas fue de miles de \$ 37.013.033 originado principalmente por el resultado neto del ejercicio por miles de \$ 9.821.653 al cual se incorporó: (i) el devengamiento de los intereses sobre deudas financieras por miles de \$ 6.386.912, (ii) la diferencia de cambio generada por las deudas financieras y otras por miles de \$ 14.314.407 y (iii) la depreciación de los activos de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 28.658.396. Todo ello compensado con el resultado ganancia de miles de (\$1.057.920) generado por la adquisición de la participación del 18,75% adicional a San Jorge Energy S.A. en la concesión de explotación La Yesera y miles de (\$16.721.606) del RECPAM. El Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 fue de miles de \$ 15.921.974. La variación obedeció al menor resultado neto generado, los mayores intereses sobre deudas financieras y la desvalorización de propiedad, planta y equipo.

Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión

Al 30 de abril de 2023/2022

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2023 utilizamos miles de (\$ 36.294.375) en pagos por adquisiciones de Propiedad, Planta y Equipo, mientras que los cambios en las inversiones financieras no consideradas como efectivo o equivalentes de efectivo generaron un flujo de efectivo positivo de miles de \$ 20.823.607. Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión ascendieron a miles de (\$ 18.766.431) respecto a miles de (\$27.969.455) generados durante el año terminado el 30 de abril de 2022. Dicha variación se debió principalmente a mayores inversiones en Propiedad, Planta y Equipo, y el flujo de caja negativo por cambios en inversiones financieras no considerados como efectivo o equivalentes de efectivo.

Al 30 de abril de 2022/2021

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 se utilizaron miles de \$ 32.861.392 en las actividades de inversión de pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo, miles de \$ 425.710 en la adquisición de la participación en el área La Yesera, mientras que por la evolución de inversiones financieras no consideradas efectivo o equivalentes resultó un flujo positivo de miles de \$ 10.634.096. El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de miles de (\$27.969.455) en comparación con los miles de \$ 965.830 generados en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. La variación obedeció fundamentalmente a las menores inversiones en propiedad, planta y equipo, la inexistencia de pagos por adquisiciones de

nuevas áreas y en el flujo negativo generado por la evolución de inversiones financieras no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo.

Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación

Al 30 de abril de 2023/2022

En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2023 se abonaron principalmente dividendos por miles de (\$17.351.746), e intereses de deudas financieras por (\$4.587.364), compensado por la obtención de deuda financiera por \$9.041.455. El flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación fue de miles de (\$ 14.059.956) por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, en tanto que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 fue de miles de (\$ 14.186.442). Esta variación se debió principalmente a los dividendos abonados y a la obtención de deuda financiera en el ejercicio finalizado en abril de 2023, mientras que en el ejercicio finalizado al abril de 2022 se realizó la recompra de Obligaciones Negociables Clase 2.

Al 30 de abril de 2022/2021

El flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación fue de miles de (\$14.186.442) por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022, en tanto que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 fue de miles de (\$27.261.303). Esta variación se debió principalmente a la menor recompra de obligaciones negociables entre ejercicios, los menores intereses pagados y las menores deudas financieras canceladas.

Compromisos de inversión

La Emisora estima pero no garantiza que sus requerimientos de inversión de capital, obligaciones de pago de deudas y capital de trabajo serán financiados con efectivo de operaciones y nuevas financiaciones de deuda.

Para conocer mayor información con respecto a los compromisos de inversión de la Emisora ver información en las Notas 1 y 34 a los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2023.

Pasivos financieros

El pasivo financiero total pendiente de pago al 30 de abril de 2023 y 2022 fue de miles de \$65.331.607 y miles de \$60.612.608, respectivamente. La composición de los pasivos financieros corrientes y no corrientes al 30 de abril de 2023 y 2022 es la siguiente:

	30.04.2023 (en miles de Pesos)	30.04.2022 (*) (en miles de Pesos)
No corriente		
<u>En moneda nacional</u>		
Comisiones y gastos a devengar	(111.228)	(122.525)
<u>En moneda extranjera</u>		
Obligaciones Negociables Clase II, II y IV	62.089.227	57.515.682
Total	61.977.999	57.393.157
Corriente		
<u>En moneda nacional</u>		
Comisiones y gastos a devengar	(74.504)	(119.122)

Adelantos en cuenta corriente	1.750.045	903.910
<u>En moneda extranjera</u>		
Bancarias	-	604.888
Obligaciones Negociables Clase II	1.678.067	1.829.775
Total	3.353.608	3.219.451

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas al cierre de las fechas indicadas:

	30.04.2023	30.04.2022
	(en miles de Pesos)	
Dólar	54.864.294	59.950.345
Dólar link	8.903.000	-
Pesos	1.564.313	662.263
Total	65.331.607	60.612.608

Las necesidades de crédito a corto plazo de la Sociedad han sido satisfechas principalmente a través de líneas de crédito de instituciones financieras locales. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad considera que cuenta con suficientes líneas de crédito y recursos para satisfacer las necesidades de capital de trabajo.

Perfil de la deuda

La siguiente tabla describe nuestro perfil de vencimientos de deuda al cierre de los períodos indicados:

	30.04.2023	30.04.2022 (*)
	(en miles de Pesos)	
6 meses o menos	3.209.646	3.100.885
6-12 meses	143.962	118.566
1- 2 años	53.186.227	-
Más de 2 años	8.791.772	57.393.157
Total	65.331.607	60.612.608

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2023.

Resumen al 30 de abril de 2023

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
	(en miles de Pesos)		
Obligaciones negociables clases II, III y IV	1.678.067	62.089.227	63.767.294
Comisiones y gastos a devengar obligaciones negociables clases II, III y IV	(74.504)	(111.228)	(185.732)
Adelantos en Cuenta Corriente	1.750.045	-	1.750.045
Total	3.353.608	61.977.999	65.331.607

Para mayor información, ver Nota 29 a los estados financieros anuales consolidados al 30 de abril de 2023.

Resumen al 30 de abril de 2022

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones negociables clases II, III y IV	1.829.775	57.515.682	59.345.457
Comisiones y gastos a devengar Obligaciones Negociables	(119.122)	(122.525)	(241.647)
Banco Macro S.A.	604.888	-	604.888
Corporación Interamericana de Inversiones	903.910	-	903.911
Total	3.219.451	57.393.157	60.612.607

Para mayor información, ver Nota 29 a los estados financieros anuales consolidados al 30 de abril de 2023.

Revelaciones Cualitativas y Cuantitativas con respecto al Riesgo de Mercado

La información cuantitativa y cualitativa consignada a continuación se relaciona con los instrumentos financieros al 30 de abril de 2023, de los que se pueden derivar futuras ganancias o pérdidas como consecuencia de cambios en las condiciones de mercado, en las tasas de interés o en los tipos de cambio.

La Sociedad no celebra contratos de derivados ni suscribe instrumento financiero alguno con fines especulativos.

Las presentes consideraciones y análisis incluyen manifestaciones a futuro susceptibles a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales pueden ser sustancialmente diferentes a causa de diversos factores y circunstancias, entre los que se incluyen los revelados en la sección “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto.

Exposición a cambios en las paridades cambiarias

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

Los resultados y el patrimonio de la Sociedad están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera.

Al 30 de abril de 2021, el grupo económico de la Emisora posee aproximadamente el 77,7 % de sus pasivos (comerciales y financieros) en moneda extranjera (dentro de este porcentaje se incluye las obligaciones negociables clase III y IV emitidas en Pesos atados a la evolución del tipo de cambio (Dólar link) y el 37,8 % de sus activos (efectivo y equivalentes de efectivo y cuentas por cobrar comerciales) en moneda extranjera, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el Dólar.

Al 30 de abril de 2023 y 2022, el grupo económico de la Emisora no posee instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones del tipo de cambio. Sin embargo, es importante considerar que los ingresos del grupo de Emisora en su mayoría se encuentran dolarizados. Los precios de los hidrocarburos (petróleo y gas) están denominados en Dólares, los que representaron aproximadamente un 80,6 % y 73,4 % de los ingresos del grupo económico de la Emisora durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente. En el caso de la energía eléctrica generada por la CT ADC, con la sanción de la Res N° 31/2020 y sus modificaciones (la Res N° 440/2021, la Res N° 238/2022 y la Res N° 826/2022) los precios de la energía se fijan en Pesos. Los ingresos por energía eléctrica representaron aproximadamente un 13,9 % y 18,9% de los ingresos del grupo económico de la Emisora durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente. Cabe destacar que mediante la Res 59/2023, vigente desde el 1 de marzo de 2023 y a la cual la Sociedad adhirió, la Potencia Comprometida contempla un pago adicional en Dólares y la energía generada se comienza a remunerar en Dólares por MWh; considerando una disponibilidad y generación similar a la del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, entre el 40% y el 50% de los ingresos por energía estarán remunerados en Dólares.

En cuanto a los ingresos relacionados con la generación de energía eólica, los mismos representaron un 2,01% y 2,48% de los ingresos totales de la Sociedad al 30 de abril de 2023 y 2022. Respecto del precio, la tarifa está fijada en Dólares, la misma es abonada por CAMMESA al tipo de cambio del momento del pago.

Respecto del propano y butano los ingresos representaron aproximadamente un 3,4 % y 5,3%, de los ingresos totales de la Sociedad al 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente. Respecto del precio del propano y butano, su valor está establecido en Pesos, pero relacionado con una paridad de exportación en Dólares por la venta en el mercado local. Por otro lado, respecto del precio en el mercado externo, el mismo se encuentra fijado en Dólares. Las ventas en el mercado externo representan el 42,3 % y 44,2 % al 30 de abril de 2023 y 2022, respectivamente.

	al 30/04/2023	al 30/04/2022
Posición neta Pasiva en US\$	(272.363)	(170.830)
Dólar- tipo de cambio	222,28 (comprador) y 222,68 (vendedor)	115,11 (comprador) y 115,31 (vendedor)
Posición neta Pasiva en \$	(60.658.345)	(41.180.102)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2023 y 2022, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% del tipo de cambio sobre los activos y pasivos denominados en moneda extranjera hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 3.942.792 y \$ 2.676.707, respectivamente.

Exposición a tasas de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. El endeudamiento a tasas variables expone al grupo económico de la Emisora al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone al grupo económico de la Emisora al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que, dependiendo de la volatilidad de las tasas de interés a un determinado momento, pueden llegar a generarse desarbitrajes que hagan que las tasas fijas pudieran llegar a ser más altas que las tasas variables a ese momento.

Este riesgo se encuentra mitigado, ya que el grupo económico de la Emisora posee al 30 de abril de 2023 y 2022, 61,0% y 72,9%, respectivamente, de sus pasivos comerciales y financieros a tasa fija (obligaciones negociables clase II a una tasa nominal anual del 6,875% con vencimiento en mayo de 2024) y 2,7% y 1,1%, respectivamente en adelantos en cuenta corriente a una tasa nominal anual del 75% y 36,5%. Asimismo, al 30 de abril de 2023, el 10,2 % de los pasivos comerciales y financieros no devengan interés (obligaciones negociables clases III y IV).

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos del grupo económico de la Emisora por tasa de interés y por moneda en la que están denominados:

Apertura préstamos s/ tasa	30.04.2023	30.04.2022
Tasa fija		
Dólares	53.186.227	58.120.570
Subtotal préstamos a tasa fija	53.186.227	58.120.570
Tasa variable (*)		
Pesos	1.750.045	903.910
Subtotal préstamos a tasa variable	1.750.045	903.910
No devenga interés		
Dólares link	8.903.200	-
Subtotal préstamos que no devengan interés	8.903.200	-

Total préstamos	63.839.472	59.024.480
Tasa de interés adelanto en CC	75%	36,5%
Incremento 10%	83%	40%
Efecto en resultado total	131.253	32.993
menos efecto del imp. diferido	(45.939)	(11.547)
Efecto total	85.315	21.445

(*) se considera tasa variable debido a que en el momento de renovar los adelantos en cuenta corriente se fijan nuevas tasas.

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2023 y 2022, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% en las tasas de interés variable hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 85.315 y \$ 21.445, respectivamente.

Exposición a la variación de precios

Los precios internacionales del petróleo y del gas han dependido históricamente de una diversidad de factores, entre otros, oferta y demanda internacional, acontecimientos políticos y económicos en las regiones productoras de petróleo y gas, la competencia por parte de otras fuentes de energía, las reglamentaciones gubernamentales, conflictos bélicos.

Por otra parte, a lo largo de los años en Argentina las diferentes políticas regulatorias, económicas y gubernamentales determinaron que los precios locales deben lograr la expansión de la actividad de explotación y ampliación de reservas de hidrocarburos. Dentro de este marco, el precio del petróleo local se fija en negociaciones entre refinadores y productores dentro de la dinámica del mercado interno y de exportación, que tiene como marco la transferencia de estos valores al precio final de los combustibles líquidos. Asimismo, los precios de venta en el mercado local se ven afectados ante variaciones significativas en los precios internacionales de los hidrocarburos y el precio que paga el consumidor en el mercado interno.

Con respecto al precio del gas, también sigue una política gubernamental, fijando distintos valores máximos para cada uno de los segmentos de mercado, priorizando el desarrollo de la industria y las posibilidades de pago de cada segmento, incluso generando diversos planes de estímulo a la producción (ver Nota 2 c a los estados financieros anuales consolidados al 30 de abril de 2023).

Por su parte, el precio de GLP se basa en una publicación mensual de la SEN que establece los precios en Pesos en función de la paridad de exportación. No obstante, si bien tratan de eliminarse paulatinamente, existen programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores.

Respecto de la generación de energía eléctrica, la remuneración que reciben los generadores no está relacionada con la demanda de la misma. La remuneración es fijada por la Autoridad de Aplicación que depende del Gobierno Nacional, la cual se encuentra fijada en Pesos desde febrero de 2020, y con actualizaciones periódicas que intentan recuperar la pérdida de valor por la inflación. Para más información sobre precios, ver Nota 2 b a los estados financieros anuales consolidados al 30 de abril de 2023.

Al 30 de abril de 2023 y 2022, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2023 y 2022, un aumento o disminución del 10% en los precios de la energía eléctrica y los hidrocarburos hubiera supuesto un aumento o disminución en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 4.861.259 y \$ 4.402.664, respectivamente.

Exposición al riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas en el grupo económico de la Emisora. El riesgo de crédito en la Sociedad se mide y controla por cliente o

tercero individual. Dadas las características de la industria de la sociedad, la gerencia estima que este riesgo no es relevante en el desarrollo del negocio.

Exposición al riesgo de liquidez

La Gerencia de Administración y Finanzas supervisa las proyecciones de los negocios actuales y futuros con el objetivo de:

- (i) Estructurar sus pasivos financieros de forma tal que en el corto y mediano plazo el vencimiento de los mismos no interfiera en el flujo corriente de los negocios, dadas las condiciones de cada momento en los mercados de crédito a los que tiene acceso, y
- (ii) Mantener sus posiciones activas en instrumentos con adecuada liquidez y riesgo acotado.

Financiamiento

Capex y sus subsidiarias aseguran su financiación de bancos locales y extranjeros durante el curso ordinario de los negocios. Los acuerdos de financiamiento a mediano y largo plazo en Dólares incluyen convenios que exigen cumplir con ciertos compromisos y ratios financieros.

Dentro de esa estrategia, el grupo económico de la Emisora emitió las obligaciones negociable clase II en mayo de 2017 a un plazo de 7 años con un vencimiento de su capital en una cuota (US\$ 238,8 millones) en mayo 2024, durante el ejercicio finalizado en abril 2023 emitió en febrero de 2023 obligaciones negociables clase III a un plazo de 3 años con vencimiento de su capital en una cuota (US\$ 22,4 millones) en febrero 2026; y Clase IV a un plazo de 4 años con vencimiento de su capital en una cuota (US\$ 17,6 millones) en febrero 2027. Los compromisos que rigen a las obligaciones negociables clase II son de incurrencia y no de mantenimiento, lo que significa que los acreedores no pueden solicitar el prepago si la Sociedad no alcanzara uno o algunos de los covenants financieros, sino que la misma tiene que cumplir con ciertas restricciones financieras pre-establecidas.

Por otro lado, el grupo económico de la Emisora estructura su cartera de inversiones en función de los vencimientos de estos pasivos, las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo los excedentes de efectivo en instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

En el contexto actual, el grupo económico de la Emisora ha revisado sus flujos financieros adecuándose a la coyuntura y condición actual de mercado.

El cuadro a continuación analiza las erogaciones por los pasivos comerciales y deudas financieras agrupados sobre la base de los plazos pendientes contractuales y sin descontar, contados a la fecha de los estados financieros, hasta la fecha de su vencimiento y considerando los tipos de cambio vigentes al 30 de abril de 2023 y 2022.

Al 30 de abril de 2023	Sin plazo	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Deudas financieras	-	3.462.330	1.828.277	55.014.504	8.907.200	-
Cuentas por pagar comerciales	995.761	5.921.845	133.979	62.350	175.917	388.948

Al 30 de abril de 2022	Sin plazo	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Deudas financieras	-	2.798.034	2.169.746	3.954.204	59.492.785	-
Cuentas por pagar comerciales	1.076.817	16.318.467	258.867	231.576	201.675	493.452

(*) Números en moneda constante de abril de 2023

Información sobre tendencias

Exploración, Explotación y Producción de Petróleo y Gas

Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- Área Agua del Cajón: Durante el año en curso, planeamos comenzar con el desarrollo comercial de la formación Vaca Muerta dentro del área. Como parte del plan de desarrollo, tenemos la intención de perforar cuatro pozos horizontales. Además, esperamos continuar con las reparaciones e intervenciones en pozos convencionales.
- Área Loma Negra: Planeamos continuar con el desarrollo de prospectos de petróleo y gas, así como el inicio de operaciones del compresor de presión media a alta en la batería de Loma de María.
- Área La Yesera: Esperamos perforar un nuevo pozo buscando el desarrollo de reservas adicionales (principalmente reservas de petróleo) en objetivos profundos.
- Área Pampa del Castillo – La Guitarra: Planeamos perforar pozos avanzados, así como pozos primarios y secundarios de producción. Además, planeamos llevar a cabo nuestra campaña de reparación de pozos de petróleo y la finalización de obras en instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. También planeamos implementar proyectos de recuperación terciaria mediante la inyección de polímeros.
- Área Bella Vista Oeste – Bloque I: Planeamos perforar pozos avanzados y pozos primarios y secundarios de producción. También tenemos la intención de realizar reparaciones en pozos de producción de petróleo y la adecuación de pozos de inyección.
- Área Parva Negra Oeste: Después de terminar la perforación del pozo horizontal y las pruebas subsiguientes, evaluaremos el desarrollo comercial del área.
- Área Puesto Zúñiga: Planeamos continuar con el desarrollo del área mediante la perforación de nuevos pozos.

Energía Eléctrica

En febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó, mediante la Resolución 59/23, las condiciones de un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia. Esta Resolución modificó la Resolución 826/22 y actualizó la remuneración para los ciclos combinados, sujeta a condiciones de cumplimiento de metas de eficiencia y disponibilidad para aquellos generadores que adhieran al mismo. Dicho cambio introduce el pago parcial de la remuneración en Dólares en la medida en que se alcancen los niveles requeridos de disponibilidad. Nosotros hemos adherido a la Resolución.

La Sociedad evaluará las políticas definidas por el Gobierno Nacional, así como el cumplimiento de las resoluciones vigentes, y sobre esta base estructurará su estrategia de crecimiento y diversificación en el área energética con miras al mediano y largo plazo.

Renovables

E G WIND continuará operando el PED II mientras que Hychico operará, además del PED I, la Planta de Hidrógeno y Oxígeno.

Como parte de su estrategia, Hychico planea establecer una plataforma local de proyectos de energía renovable para aumentar su capacidad instalada en ese segmento comercial. Con este fin, Hychico ha identificado varios lugares adecuados para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica en Argentina y ha suscripto los acuerdos necesarios con los propietarios de los terrenos de dichos lugares para poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. Hasta la fecha, existen contratos para desarrollos de energía eólica en las provincias de Buenos Aires (distrito de Benito Juárez), Neuquén (área de Agua del Cajón) y Chubut (área de Pampa del Castillo - La Guitarra). Este último contempla, a su vez, el desarrollo de un proyecto para la producción de hidrógeno verde.

En cuanto a los parques solares, hemos continuado con la prospección de proyectos y terrenos para fortalecer el portafolio de proyectos. En la actualidad, se ha firmado un acuerdo para adquirir los derechos para desarrollar un proyecto de energía solar de 20 MW, ampliable a 130 MW, en la provincia de San Luis.

En la medida en que se creen las condiciones adecuadas en Argentina, se continuará evaluando la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua en la Patagonia, con miras a exportar a los mercados internacionales que actualmente muestran sus futuras necesidades.

Procesos judiciales y administrativos

Capex periódicamente es objeto de acciones legales en el curso habitual de sus negocios, ninguna de las cuales individualmente haya o se espera que vaya a tener algún efecto material adverso sobre nuestro negocio, situación financiera o resultado de operación. Véase la Nota 33 de los Estados Financieros Anuales Consolidados al 30 de abril de 2023. Somos parte de varios procesos judiciales, incluyendo conflictos laborales, de asistencia social, reclamos no resueltos con terceras partes, disputas relacionadas a los impuestos, regalías u otros beneficios que involucran a provincias argentinas, municipios y autoridades fiscales federales. Creemos que la mayoría de estos casos se resolverán a favor nuestro o serán objeto de acuerdo a una liquidación y no tendrán un efecto material adverso en la Sociedad que no hayamos reflejado razonablemente en los estados financieros.

Con excepción de lo que se indica a continuación, la Compañía no tiene conocimiento de ningún proceso judicial o arbitraje o procedimiento administrativo que, de determinarse en forma desfavorable para la Compañía, tendría un efecto significativo adverso sobre sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Las principales acciones legales de las que Capex es parte actualmente se describen en el presente.

a) Medida cautelar y recursos administrativos

a.1) Resolución 821/10 de la SEN

Con fecha 24 de octubre de 2010, la Sociedad, mediante Res SEN 821/10, fue pasible de una serie de sanciones por parte de la SEN, por supuestos incumplimientos al abastecimiento de ciertos volúmenes de GLP, en virtud del acuerdo de estabilidad del precio de GLP suscripto entre la SEN y ciertos fraccionadores y productores de GLP, entre los cuales no se encontraba la Sociedad.

Las sanciones aplicadas consistieron en:

- Una multa (en miles de Pesos) de \$ 3.117 (expresada en moneda histórica),
- La entrega forzosa por parte de la Sociedad de 2.351 toneladas de GLP a otros productores y/o fraccionadores, cuyo valor de mercado ascendía a (en miles de Pesos) \$ 3.853 (expresado en moneda histórica) aproximadamente; e
- Inhabilitación para exportar mientras no se cumplía con la resolución.

La Sociedad solicitó en sede administrativa la suspensión de los efectos de la resolución e interpuso un recurso de reconsideración que fue resuelto negativamente y motivó la presentación de un recurso jerárquico. Adicionalmente, la Sociedad interpuso una medida cautelar autónoma ante la Justicia Federal para evitar la aplicación de la misma hasta tanto se resolviera

el recurso administrativo interpuesto. La medida cautelar fue concedida y notificada a la SEN el 25 de noviembre de 2010, y se encuentra vigente ya que el recurso jerárquico no ha sido resuelto a la fecha.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2022 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos. Los asesores legales de la Sociedad consideran que la Ley 26.854 de Medidas Cautelares (“LMC”) en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

a.2) Resoluciones ENARGAS por cargo por Gas Importado

La Sociedad considera que el cargo tarifario previsto por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 mencionado en la Nota 2 d) a los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2022, resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no ha sido creado por una Ley del Congreso Nacional. La naturaleza tributaria del cargo en cuestión se configura por las siguientes razones: (i) el mismo no está destinado a ampliar o mejorar el servicio público de distribución o transporte de gas sino a un fondo fiduciario creado y administrado por el estado nacional para atender las importaciones de gas natural, (ii) las plantas de tratamiento de gas fuera de medición regulada, tal el caso de la Sociedad, no utilizan servicios públicos de transporte o distribución de gas sino que reciben dicho fluido en forma directa de los productores, (iii) el cargo ha sido excluido de la base imponible de otros impuestos (a excepción del IVA), (iv) sin perjuicio de su denominación, el cargo es un requerimiento del Estado en ejercicio de su poder de imperio para que los particulares le entreguen prestaciones en dinero con el objeto de solventar gastos destinados a cubrir sus fines, en este caso la importación de gas para abastecer al mercado interno.

En base a los fundamentos expuestos, y dado que el impacto económico de dicho cargo es significativo para la unidad de negocio GLP, con fecha 29 de diciembre de 2011 la Sociedad interpuso ante el Juzgado Federal de Neuquén una acción declarativa de inconstitucionalidad contra las normas referidas en el párrafo anterior y abonó bajo protesto el cargo del mes de diciembre de 2011, el cual ascendió a (en miles de Pesos) \$ 3.499 más IVA (expresado en moneda histórica).

Posteriormente, con fecha 5 de marzo de 2012, la Sociedad solicitó ante el mismo Juzgado Federal donde tramita la acción de inconstitucionalidad, una medida cautelar para que se suspendieran los efectos de las normas referidas. Como consecuencia de ello, el 14 de marzo de 2012, el Juzgado Federal interviniente concedió a la Sociedad una medida cautelar que suspende el efecto de las normas citadas y la consecuente obligación de pago del cargo derivado de las mismas previa constitución de un seguro de caución por (en miles de Pesos) \$ 25.400 (expresado en moneda histórica) en carácter de contra cautela. El 30 de marzo de 2012 la Sociedad notificó la medida cautelar a la SEN y al ENARGAS. Cabe destacar que otras empresas productoras de GLP también solicitaron y obtuvieron medidas cautelares similares.

Con fecha 2 de agosto de 2012, la Sociedad fue notificada de una resolución del Juzgado Federal de Neuquén en virtud de la cual dicho juzgado se declara competente para entender en la cuestión, pero considera que no se encuentra habilitada la instancia judicial para formular el reclamo y, por ello, levanta la medida cautelar decretada. La resolución mencionada fue apelada con fecha 10 de agosto de 2012, por lo que la medida cautelar mantendrá sus efectos hasta que la misma quede firme. La Sociedad considera que tiene sólidos fundamentos para revertir la resolución apelada. A su vez, en agosto de 2012, la Sociedad también interpuso un recurso administrativo impropio contra el Decreto 2067/08 y las resoluciones dictadas en su consecuencia.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 26.784 que, entre otras cuestiones, modificó la Ley 26.095 de obras de infraestructura energética, estableciendo que las importaciones de gas son objetivo prioritario del estado nacional y que el cargo y fondo fiduciario creados por el Decreto 2067/08 y los actos dictados en su consecuencia se regirán por lo establecido en dicha ley.

En agosto de 2013 la Cámara Federal de General Roca hizo lugar al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad en agosto de 2012, y revocó parcialmente la sentencia de primera instancia, declarando habilitada la instancia judicial para que Capex formulara su reclamo, imponiendo costas en el orden causado y manteniendo la vigencia de la medida cautelar decretada.

Este fallo de Segunda Instancia despejó el estado de incertidumbre de la Sociedad con respecto a la viabilidad de su reclamo original.

A su vez, los asesores legales de la Sociedad completaron su análisis de la Ley 26.784, concluyendo que dicha norma no sanea la inconstitucionalidad del Decreto 2067/08 y las resoluciones del ENARGAS dictadas en su consecuencia, principalmente

porque la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) en el precedente “Franco”, estableció que la Constitución Nacional impide al Poder Ejecutivo ejercer funciones legislativas sin base legal previa y suficiente y que “...sólo en el excepcionalísimo supuesto de los decretos de necesidad y urgencia la ratificación ulterior podría tener la virtualidad convalidatoria que, impropiamente se pretende extender al caso...”. Es decir que, según la jurisprudencia citada, nunca el Congreso Nacional podría sanear una norma inconstitucional emitida por el PEN excediendo claramente sus facultades reglamentarias. Por ello, al no existir dudas de que el Decreto 2067/08 no es un Decreto de Necesidad y Urgencia, la ratificación del mismo por Ley del Congreso no es suficiente para sanear su inconstitucionalidad.

Por lo dicho con respecto a la Ley 26.784 y habiéndose pronunciado la Cámara de Apelaciones a favor de la habilitación de instancia y el mantenimiento de la medida cautelar, con fecha 29 de octubre de 2013 la Sociedad presentó una ampliación de su demanda original en el Juzgado Federal de Neuquén solicitando que, adicionalmente a su requerimiento original, se declarara también la inconstitucionalidad del artículo 54 de dicha ley. El Juez interviniente tuvo por ampliada la demanda y dispuso el traslado de la acción interpuesta al Estado Nacional y al Enargas.

El 22 de mayo de 2014, la Sociedad realizó una presentación espontánea solicitando que se rechazara una solicitud del ENARGAS fundada en la LMC contra el Estado Nacional y en la Ley 26.784, contra la cual la Sociedad argumentó, entre otras cosas, que: (a) la medida cautelar obtenida por la Sociedad fue obtenida y dictada con anterioridad a la LMC y ésta no tiene efecto retroactivo, (b) las disposiciones de la LMC contra el Estado Nacional resultan inconstitucionales según ha sido declarado en numerosos fallos jurisprudenciales y (c) la Ley de Presupuesto 2013 no ratifica el Decreto 2067/08 ni las normas del ENARGAS derivadas del mismo, y tampoco sana la inconstitucionalidad de estas normas ya que no cumple con los requisitos exigidos por el principio de legalidad tributaria de raigambre constitucional.

El 5 de noviembre de 2014 la Sociedad se notificó de la decisión del Juzgado Federal de Neuquén que hizo lugar al pedido de levantamiento de la medida cautelar efectuado por ENARGAS, por considerar que la verosimilitud del derecho originalmente considerada al dictar la medida cautelar habría desaparecido con el dictado de la Ley 26.784. En la misma fecha, la Sociedad interpuso recurso de apelación contra dicha decisión, el cual fue concedido con efecto suspensivo el día 6 de noviembre de 2014.

Con fecha 16 de septiembre de 2015 la Cámara Federal de Apelaciones de General Roca admitió el recurso interpuesto por la Sociedad y revocó el pedido de levantamiento de la medida cautelar formulado por ENARGAS. Dicho ente interpuso un recurso extraordinario que fue rechazado con fecha 10 de febrero de 2016.

Por otra parte, además del mantenimiento de la medida cautelar, el 27 de octubre de 2015 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el fallo “Compañía Mega S.A c/EN” en virtud del cual, en un caso similar al de la Sociedad en el que el gas consumido por la actora no ingresa al sistema de transporte y no puede ser confundido con el gas importado, se estableció que el cargo creado por el Decreto N° 2067/08 resulta inconstitucional. Los asesores legales de la Sociedad consideran que este fallo es un precedente de importancia para avalar la posición de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución 28/16 del 28/3/16 del Ministerio dejó sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios vinculados a la determinación de los cargos tarifarios en el marco del Decreto 2067/08.

El 2 de febrero de 2022 el Juzgado Federal de Neuquén le notificó a Capex la sentencia de primera instancia haciendo lugar a su planteo, declarando la inconstitucionalidad del Decreto 2067/2008, de las Resoluciones N° 1982/2011, 1988/2011 e 1991/2011 del ENARGAS bajo fundamentos similares a los ya establecidos en el fallo de la compañía Mega. Principalmente la sentencia se encuentra fundada en la irracionalidad de la norma.

A la fecha del presente Prospecto el ENARGAS y el Estado Nacional han apelado la sentencia, pero el primero lo realizó fuera de término y fue rechazado. Se le aceptó al Estado Nacional la apelación y el expediente respectivo será tratado por la Cámara de General Roca.

La Gerencia de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales internos y externos, continúa considerando que tiene sólidos fundamentos para obtener la declaración de inconstitucionalidad del cargo creado por el Decreto 2067/08, las Resoluciones de Enargas dictadas en consecuencia y el artículo 54 de la Ley 26.784 y para rechazar su exigibilidad, como así también para mantener la medida cautelar, por lo cual no resulta necesario provisionar suma alguna por este concepto.

a.3) Resolución SEN 77/12

La Sociedad considera que la Res. SEN 77/12, mencionada en la Nota 2.d) de los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2022, entre otras cuestiones, viola las disposiciones de la Ley 26.020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11). Con fecha 29 de marzo de 2012, la Sociedad recibió la Nota SEN 1584/12 en la cual, en virtud de las disposiciones de la resolución, establecía que la Sociedad debía proveer 12.418 toneladas de butano a determinados fraccionadores a los precios establecidos en dicha resolución, los cuales eran sensiblemente inferiores a los precios a los que CAPEX vendía su producción y que respetaban el límite de “paridad de exportación” establecido por la Ley de GLP.

Como consecuencia de dicha nota, con fecha 4 de abril de 2012 la Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la resolución citada y la Nota SEN 1584/12 y luego solicitó una medida cautelar autónoma en el Juzgado Federal de Neuquén para que se suspendieran los efectos de ambas.

En abril de 2012 la Sociedad recibió la Nota SEN 2247/12 mediante la cual la SEN la inhabilita para (i) exportar GLP y (ii) efectuar operaciones de compraventa de GLP en el mercado interno con todos los sujetos activos de la industria, ello por haber incumplido con el abastecimiento dispuesto por la Nota SEN 1584/12 mencionada anteriormente. La Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la Nota SEN 2247/12 e informó sobre la misma al Juzgado Federal de Neuquén al cual solicitó que la medida cautelar presentada se ampliara con respecto a las inhabilitaciones dispuestas por dicha nota.

El 25 de abril de 2012, el Juzgado Federal de Neuquén dictó a favor de la Sociedad la medida cautelar requerida, ordenando que se suspendieran los efectos de la resolución y de las Notas SEN 1584/12 y 2247/12 respecto de la Sociedad y quienes operan con ella. Como consecuencia de lo mencionado, la Sociedad continúa con su operatoria normal de producción y venta de GLP.

Como se ha explicado, la resolución viola: (i) las disposiciones de la Ley 26.020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación (artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11); (ii) la garantía de debido proceso administrativo y defensa previstos en el artículo 18 de la Carta Magna, ya que impone una sanción sin otorgar instancia de defensa a la Sociedad; (iii) el principio de legalidad previsto por los artículos 18 y 19 de dicha norma, ya que las sanciones no han sido creadas por el Congreso; y (iv) el derecho de la Sociedad a ejercer toda industria lícita garantizada por el artículo 14 de la Constitución Nacional.

Los asesores legales internos y externos de la Sociedad consideran que la Ley 26.854 sobre medidas cautelares en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

En virtud de lo expuesto, la Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2023 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

(i) En agosto de 2010 la AFIP notificó a la Sociedad (OI 311.479) una determinación de deuda por (en miles de Pesos) \$ 6.334 en concepto de diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales al régimen nacional de seguridad social. Dicha suma está conformada por un capital (en miles de Pesos) \$ 2.863 (expresado en moneda histórica) e intereses devengados por (en miles de Pesos) \$ 3.471 (expresado en moneda histórica) por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

La AFIP considera que la Sociedad debería haber realizado aportes patronales utilizando una alícuota del 21%, aplicable a los empleadores cuya actividad principal sea la locación y prestación servicios, en lugar de la alícuota del 17% aplicable a las industrias, entre otros. El fisco sostiene que las normas aplicables consideran a la actividad de generación de energía como una prestación de servicios y no como industria.

La Sociedad impugnó la determinación de deuda basándose en las Leyes de energía eléctrica (Leyes 15.336 y 24.065), y otras normas y precedentes judiciales, que definen a la actividad de generación de energía como una actividad industrial.

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Res. 668/11 de la AFIP mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada.

La Sociedad interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la Seguridad Social para lo cual se requirió el previo depósito de la deuda determinada, el cual, en base a distintos precedentes judiciales, se sustituyó con una póliza de seguro de caución por (en miles de Pesos) \$ 7.186 (expresado en moneda histórica).

El 17 de marzo de 2015 la Sala I de la Cámara Nacional de la Seguridad Social dispuso dejar sin efecto la resolución de la AFIP que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte de la AFIP de las pruebas presentadas por la Sociedad y atentar contra el legítimo derecho de defensa, disponiendo se dicte una nueva resolución previa producción de las pruebas ofrecidas por la Sociedad. Durante el mes de febrero de 2018 la AFIP dispuso la apertura a prueba de la primera determinación de deuda.

Producidas las pruebas, por Resolución Administrativas N° 323/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador decidió volver a desestimar la impugnación realizada por la Sociedad contra la determinación de deuda, tal como lo había hecho varios años antes. Contra esa decisión, la Sociedad interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

Cabe destacar que en el año 2014 la Secretaría de Energía de la Nación había expresado por escrito que la actividad de generación eléctrica debe considerarse como una actividad industrial, lo cual ha sido ratificado recientemente por la Subsecretaria de Coordinación Administrativa del Ministerio de Energía y Minería en una nota dirigida a la Dirección General de los Recursos de la Seguridad Social de la AFIP, en respuesta a la opinión recabada por la AFIP en relación con la presentación efectuada ante el Fisco por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), dando razones por las cuales se considera a la actividad de generación de energía eléctrica como una actividad de carácter industrial a los fines de su encuadramiento en el artículo 2° del Decreto N° 814/01. Asimismo, en el mes de diciembre de 2017 la Sala II de la Cámara Federal de la Seguridad Social en autos “Endesa Costanera S.A. c/ Administración Federal de Ingresos Públicos s/impugnación de deuda”, ha definido que la actividad de generación de energía eléctrica reviste el carácter de actividad “industrial”, y por ende resulta ser merecedora de la alícuota del 17% de las contribuciones de Seguridad Social prevista en el inciso b) del art. 2° del Decreto N° 814/2001.

(ii) Con fecha 4 de julio de 2011, la AFIP notificó a la Sociedad (OI 594.592) una nueva determinación de deuda por diferencias de aportes patronales por el período abril 2008 a abril 2009 por un monto total de (en miles de Pesos) \$ 1.717 (expresado en moneda histórica, capital de (en miles de Pesos) \$ 1.002 más intereses por (en miles de Pesos) \$ 715 por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social. Los argumentos del fisco son los reseñados en el punto anterior. Dicha determinación de deuda fue impugnada en sede administrativa mediante presentaciones de fecha 25 de julio de 2011 y 8 de agosto de 2011. Luego de varios años de presentada la impugnación, la AFIP dispuso la apertura a prueba de las actuaciones. Producidas las pruebas, por Resolución Administrativa 324/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador desestimo la impugnación efectuada por la Empresa contra la determinación de deuda. Contra esa decisión la Empresa interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

(iii) Asimismo, en julio de 2011 la AFIP también notificó a la Sociedad la aplicación de multas por un monto total de (en miles de Pesos) \$ 491 (expresado en moneda histórica) por considerar que en determinados meses comprendidos entre agosto de 2001 y abril de 2005 la Sociedad incurrió en la infracción previsional de “Falsa declaración o adulteración de datos referentes a los beneficiarios”

La AFIP rechazó las impugnaciones administrativas interpuestas contra la multa aplicada, por lo cual la Sociedad también interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la Seguridad Social y presentó una póliza de caución por el monto de la multa.

(iv) El 12 de marzo de 2019 la Sociedad recibió un requerimiento de la AFIP (OI 1.714.858) para (i) rectificar las DDJJ de aportes y contribuciones del período mayo de 2009 a abril de 2018 por incorrecto encuadramiento de las contribuciones de la seguridad social en el Decreto N° 814/01 art. 2 inc. B, o (ii) presentar las pruebas que hagan a su legítima defensa por los períodos involucrados. La Sociedad presentó la respuesta al requerimiento con fecha 26 de marzo de 2019 rechazando el requerimiento bajo los mismos fundamentos ya oportunamente presentados ante la AFIP.

En marzo de 2022, la AFIP realizó un nuevo requerimiento de rectificación de las declaraciones juradas (OI 2001730) por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social, en este caso por los periodos mensuales comprendidos entre mayo 2009 y diciembre 2019.

El 13 de junio de 2022 la Sociedad fue notificada, en el marco de las actuaciones O.I 2001730, de una determinación de deuda bajo el mismo concepto de reclamo de contribuciones patronales por el período mayo 2010 a diciembre de 2019 con un reclamo por (en miles de Pesos) \$ 74.669 más (en miles de Pesos) \$ 155.982 de intereses (total en miles de Pesos) \$ (230.651) más una multa por (en miles de Pesos) \$ 24.393. La sociedad presentó la impugnación administrativa a la nueva determinación de deuda el 5 de julio de 2022. El 9 de junio de 2022 la Sala III de la Seguridad Social dictó sentencia dejando sin efecto la multa prevista. Frente a dicha resolución el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario, el cual fue respondido por la Sociedad el 22 de septiembre de 2022.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos fundamentos para revertir la posición de la AFIP, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2023 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Tipos de cambio

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre del período para los períodos indicados, expresados en Pesos por Dólares y no ajustados por inflación. No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro.

Tipos de cambio

Al 31 diciembre del año	Máximo⁽¹⁾	Mínimo⁽²⁾	Promedio⁽³⁾	Cierre período⁽⁴⁾
2018.....	40,897	18,416	28,094	37,808
2019.....	60,003	37,035	48,242	59,895
2020.....	84,145	59,815	70,594	84,145
2021.....	102,750	84,703	95,161	102,750
2022.....	177,128	103,040	140,084	177,128
Mes				
Enero 2023.....	186,875	178,142	182,244	186,875
Febrero 2023.....	197,153	187,308	191,892	197,153
Marzo 2023.....	209,010	197,150	202,590	209,010
Abril 2023.....	222,680	209,010	215,921	222,680
Mayo 2023.....	239,325	224,625	231,190	239,325
Junio 2023.....	256,675	240,067	248,762	256,675

(1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más alto durante dicho período.

(2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más bajo durante ese período.

(3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.

(4) El cierre de período indica el tipo de cambio “vendedor” al cierre de ese período.

Fuente: Banco Nación, divisa.

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital accionario de la Emisora y un breve resumen de ciertas disposiciones significativas de los estatutos sociales de la Emisora, la Ley General de Sociedades y ciertas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas, todo ello vigente a la fecha. Esta descripción no pretende ser completa y está limitada por los Estatutos de la Emisora y la legislación argentina aplicable, incluidas las Normas de la CNV y la BCBA.

Acta Constitutiva y Estatuto

Acta constitutiva y estatutos

Capex es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue constituida el 20 de diciembre de 1988 e inscrita en el Registro Público de Comercio el 26 de diciembre de 1988 bajo el N° 9429 del Libro 106, Tomo A de Sociedades Anónimas. La Emisora tiene una duración de noventa y nueve años, contados a partir de su inscripción en el Registro Público de Comercio, o sea desde el 26 de diciembre de 1988.

Objeto social de la Emisora

De acuerdo con el Artículo Tercero del Estatuto, la Emisora tiene por objeto la ejecución de las siguientes actividades, pudiendo realizarlas por cuenta propia, como miembro de algún contrato de colaboración empresaria (conforme el artículo 1442 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación), por cuenta de terceros y/o asociada a terceros, sean estas personas físicas o jurídicas, en el país o en el extranjero: A) PETROLERAS: la Emisora podrá celebrar contratos de riesgo con el Estado Nacional y/o sus empresas y organismos autónomos o ser cesionaria de ellos cuando los mismos tengan por objeto la explotación de hidrocarburos, mediante la investigación y asesoramiento tecnológico, exploración geológica, geofísica y otras técnicas concurrentes, minería del subsuelo, perforación y explotación de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, operación y realización de obras y servicios de reacondicionamiento, reparación, profundización, represión y recuperación secundaria de pozos, laboreo minero y tareas afines a la industria de elaboración petroquímica y cualquier otra forma de industrialización de dichos productos y sus derivados y el transporte y comercialización, incluyendo la importación y exportación. B) SERVICIOS: Prestar servicios de ingeniería y consulta en general, incluidos servicios relacionados con la industria petroquímica y minerales en general, tales como ingeniería de yacimientos, confección de planos y estudios y demás servicios relacionados con la tecnología de la explotación, extracción, producción, transporte, procesamiento, refinamiento y comercialización del petróleo, gas, minerales y las relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, quedando excluido todo asesoramiento que en virtud de la materia haya sido reservado a profesionales con título habilitante según las respectivas reglamentaciones. C) COMERCIALES: Mediante la producción, refinación, generación, comercialización de energía eléctrica, importación, exportación, transporte, compra y venta al por mayor y al por menor, dentro y fuera de la República Argentina, de hidrocarburos, petróleo, nafta, querosene, aceites y demás productos derivados del petróleo, sustancias similares, gas y energía eléctrica. Comprar, vender, importar o exportar equipos, motores, elementos, máquinas y materiales relacionados con la explotación, perforación y exploración de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también las relacionadas con las actividades mineras de cualquier naturaleza y con las actividades de la industria Energética, tales como la generación, transporte distribución, transformación, transformación de electricidad correspondiente o no a jurisdicción nacional. Explotación, compra y venta de patentes de invención, marcas, diseños, modelos, procesos industriales nacionales o extranjeros. D) INDUSTRIALES: Fabricación de los materiales, elementos, equipos, máquinas, motores e instrumentos necesarios para la industria petrolera y de energía eléctrica. La industrialización de productos de las industrias petroleras, petroquímicas, mineras y de energía eléctrica; elaboración de materiales plásticos, sintéticos y productos químicos a tal fin. E) ELECTRICAS: Proyectar, ejecutar, operar y montar usinas, centrales eléctricas, líneas eléctricas, aéreas y subterráneas, de alta, media y baja tensión para generar, transportar, transformar, o distribuir energía eléctrica, líneas telefónicas y telegráficas aéreas y subterráneas; instalaciones de fuerza motriz, luz y alumbrado en establecimientos industriales, particulares, puertos, aeropuertos, plazas, calles y caminos; electrificación en el campo de carácter comercial y agrícola, como asimismo conectarse, interconectarse con sistemas de distribución locales, departamentales, regionales, provinciales, nacionales o similares, actuando como generador, transportista, transformador, distribuidor, pudiendo integrarse al MEM y otros a crearse; todo lo anteriormente especificado en este acápite podrá realizarlo por sí, como miembro de algún contrato de colaboración empresaria, por terceros y/o asociada a terceros. F) CONSTRUCCIONES: La construcción de usinas hidro, termo y anemo eléctricas, completas en todas sus partes; obras civiles, hidráulicas y electromecánicas sean éstas públicas o privadas, estructuras metálicas y de hormigón armado para edificios

industriales, instalaciones de bombeo de agua, petróleo y gas. G) TRANSPORTE: Con equipos propios o de terceros de agua, gas y petróleo, lubricantes y sus derivados, pudiendo armar y arrendar buques, vagones, muelles, diques y terraplenes, estaciones de servicio y demás instalaciones relacionadas con los objetos enunciados precedentemente. H) MINERAS: Solicitar y adquirir por compra, permuta y otra forma, permisos de explotación, exploración de pertenencias mineras, denuncias de descubrimientos, efectuar exploraciones y explotaciones y realizar toda clase de operaciones mineras permitidas por el código de la materia y disposiciones reglamentarias vigentes. I) DESTILERIAS Y REFINERIAS: La construcción y/o explotación por cuenta propia o de terceros, de destilerías y refinerías de petróleo y toda clase de aceites, naftas, lubricantes, grasas, ceras y demás productos subproductos derivados del petróleo y gas. J) INMOBILIARIAS: Mediante la compra, arrendamiento de cualquier otra forma, adquirir el dominio de propiedades desarrolladas o productoras de gas, petróleo, minerales y yacimiento mineros de cualquier naturaleza, así como cualquier otro tipo de propiedad inmueble, o los productos de tales propiedades petroleras o gasíferas, arrendar o arrendarlas, vender total o parcialmente, hipotecar, o disponer en otra forma dichas propiedades. K) FINANCIERAS: Realizar con capitales propios o de terceros todas las operaciones enunciadas precedentemente, otorgar avales, fianzas y otras garantías. Dar y tomar en préstamo dinero y otras monedas extranjeras, en toda forma y con cualquier interés, sea con garantías reales, personales, o sin garantía. Descontar, redescantar, preñar o pignorar como sujeto activo o pasivo títulos de crédito exigibles. Mediante aportes o inversiones de capitales a particulares, empresas o sociedades por acciones, constituidas o a constituirse, para negocios realizados o a realizarse; constituir y/o aceptar cualquiera de las garantías previstas en la legislación vigente o sin ellas. Se exceptúan las operaciones reservadas por la Ley de Entidades Financieras para las entidades financieras. A tal fin la Emisora tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer los actos que no sean prohibidos por las leyes o por el estatuto.

Disposiciones estatutarias respecto de los Directores y de la Comisión Fiscalizadora

La administración de la Emisora está a cargo de un Directorio compuesto del número de miembros que fije la asamblea entre un mínimo de tres y un máximo de seis con mandato por un año. La asamblea debe designar suplentes en igual o menor número que los titulares y por el mismo plazo a fin de llenar las vacantes que se produjeran en el orden de su elección. Los Directores en su primera sesión deben designar un Presidente y un Vicepresidente, este último reemplaza al primero en caso de ausencia o impedimento. El Directorio funciona con la presencia de la mayoría de sus miembros y resuelve por mayoría de votos presentes. La asamblea fija la remuneración del Directorio.

El Directorio tiene todas las facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquéllas para las cuales la ley argentina requiere poderes especiales, conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación y al artículo 9 del Decreto Ley N° 5965/63. Puede en consecuencia celebrar en nombre de la Emisora toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social. La representación legal de la Emisora corresponde al Presidente del Directorio o al Vicepresidente en caso de ausencia o impedimento de aquél.

El Estatuto no contiene ninguna disposición relativa a la facultad de los Directores de: (a) votar sobre una propuesta, convenio o contrato en el cual el director tenga un interés personal y (b) a falta de quórum independiente, votar compensaciones para ellos o para cualquier miembro del órgano de dirección. El Estatuto prevé expresamente que el Directorio podrá, con el voto afirmativo de la mayoría absoluta de sus miembros, aprobar la emisión de obligaciones negociables (incluyendo la facultad de crear programas de obligaciones negociables) en los términos del artículo 9 de la Ley 23.576, o de aquella normativa que eventualmente la reemplace. El Estatuto no obliga a los Directores a retirarse al cumplir una determinada edad ni obliga a que tengan una determinada cantidad de acciones para poder ser directores.

La fiscalización de la Emisora está a cargo de una Comisión Fiscalizadora, integrada por tres (3) miembros, cuya duración en sus cargos será de un (1) año. La asamblea también debe elegir igual número de suplentes y por el mismo término.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

De acuerdo con el Estatuto, el capital social está representando por acciones ordinarias Clase A escriturales con derecho a un voto por acción y de valor nominal \$1 cada una. Además agrega que las acciones podrán ser cartulares, nominativas, endosables o no, escriturales, ordinarias o preferidas. Estas últimas tendrán derecho a un dividendo de pago preferente de carácter acumulativo o no, conforme con las condiciones de su emisión, dependiendo de si sus condiciones de emisión tendrán o no derecho a voto. Podrá también fijárseles una participación adicional en las ganancias.

El Estatuto establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan, en el siguiente orden: (i) a la constitución del fondo de reserva legal (aplicando el 5% de cada ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital suscrito); (ii) a la remuneración del

Directorio y el Síndico; (iii) a pagar los dividendos de las acciones preferidas, y por último; (iv) a la participación adicional de las acciones preferidas y los dividendos a las acciones ordinarias. No hay en el Estatuto disposición alguna referida a la prescripción para cobrar estos dividendos, pero se establece que los mismos serán pagados en proporción a las correspondientes integraciones.

Cabe destacar que el Estatuto no contiene ninguna disposición relativa a: (a) el rescate de acciones, (b) fondo de rescate de acciones, (c) responsabilidad por otras compras de acciones por parte de Capex, (d) discriminación contra cualquier tenedor, futuro o actual, de tales acciones como resultado de la tenencia, por tal tenedor, de una cantidad significativa de acciones, y medidas necesarias para cambiar los derechos de los accionistas.

Asambleas de Accionistas

Toda Asamblea Ordinaria podrá ser citada simultáneamente en primera y segunda convocatoria. La asamblea en segunda convocatoria ha de celebrarse el mismo día una hora después de la fijada para la primera. Cada acción ordinaria suscripta confiere derecho a un voto, conforme al suscribir el capital inicial y en oportunidad de resolver la asamblea su aumento. Las acciones preferidas pueden emitirse con o sin derecho a voto.

Rigen el quórum y mayoría determinados por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias de que se trate excepto en cuanto al quórum de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se considerará constituida con la concurrencia de accionistas que representen el cincuenta por ciento de las acciones con derecho a voto.

Responsabilidad de los Accionistas

Conforme a la ley argentina, la responsabilidad de los accionistas por las pérdidas de una sociedad se limita a la integración de las tenencias accionarias suscriptas. Sin embargo, los accionistas que votaron a favor de una resolución que sea declarada posteriormente nula por un tribunal por ser contraria a la legislación argentina o los estatutos de una sociedad (o al reglamento, si lo hubiere) pueden ser considerados ilimitada y solidariamente responsables por los daños y perjuicios ocasionados como consecuencia de dicha resolución.

Conflicto de Intereses

Conforme a la ley argentina, si un accionista vota con respecto a un asunto en el cual tenga, por cuenta propia o ajena, los intereses que se encuentran en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho accionista será responsable por daños y perjuicios, pero solamente si dicho asunto no hubiera sido aprobado sin el voto de dicho accionista. Asimismo, la ley argentina establece que si un miembro del Directorio de la Emisora posee un interés en una operación comercial que entra en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho director debe informar al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y abstenerse de participar en la deliberación cuando se trate dicho asunto. Si ese director actúa de manera contraria a lo estipulado por dicha ley, será responsable ilimitada y solidariamente de los daños y perjuicios que surjan de su acción u omisión.

Registro y Transferencia

Las acciones de la Emisora son escriturales. Los accionistas de la Emisora deberán tener sus acciones a través de registros contables en corredores, bancos y otras entidades aprobadas por la CNV que tengan cuentas en Caja de Valores (“Participantes de Caja de Valores”). Caja de Valores mantendrá un registro de acciones en representación de la Emisora sobre la base de información recibida de los Participantes de Caja de Valores, y de conformidad con la legislación argentina; sólo los tenedores incluidos en el registro de acciones serán reconocidos como accionistas. Las transferencias, cargas y gravámenes sobre las acciones de la Emisora deben registrarse en el registro de acciones y sólo son exigibles contra la Emisora y terceros después de realizado dicho registro. Las acciones de la Emisora pueden ser transferidas mediante otorgamiento y entrega a Caja de Valores, a través de los Participantes de Caja de Valores, de las instrucciones de transferencia correspondientes.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acrecer

Conforme a la Ley General de Sociedades, en caso de un aumento de capital, cada tenedor de acciones ordinarias tiene un derecho de suscripción preferente respecto de nuevas acciones ordinarias en proporción a la cantidad de acciones poseídas. Los derechos de suscripción preferente también se aplican a la emisión de acciones preferidas y obligaciones negociables

convertibles en acciones, pero no a la conversión de tales títulos, en la medida en que se cumplan ciertos requisitos previstos en la Ley de Obligaciones Negociables. Los derechos de suscripción preferente pueden ser ejercidos a partir de la última publicación realizada en el Boletín Oficial y un periódico argentino de amplia circulación durante un período de 30 días, con la condición de que dicho período podrá ser reducido a no menos de 10 días si así lo aprueba una asamblea extraordinaria de accionistas.

Derecho de Receso

Según la ley argentina, cuando los accionistas de la Emisora aprueban una fusión o escisión en la cual la Emisora no es la sociedad subsistente, la transformación de la Emisora, una modificación fundamental del objeto social, el cambio del domicilio de la Emisora fuera de la República Argentina, el retiro voluntario del régimen de oferta pública o el retiro de la cotización de sus acciones, la continuación de la Emisora en el caso de sanción firme de retiro de cotización o la cancelación de la autorización para realizar oferta pública, o una recapitalización total o parcial, con posterioridad a una reducción del capital obligatoria o liquidación, cualquier accionista que votó en contra de la adopción de dicha medida o que no asistió a la asamblea en la cual se aprobó dicha medida, podrá separarse de la Emisora y recibir el valor contable de sus acciones, determinado sobre la base del último estado contable preparado de la Emisora o que debió haber sido preparado de conformidad con las leyes y regulaciones argentinas, a condición de que dicho accionista ejerza su derecho de receso dentro de los períodos detallados más adelante.

El derecho de receso debe ser ejercido dentro de los 5 días siguientes a la clausura de la asamblea en la cual se adoptó la resolución, en el caso de que el accionista disidente haya votado en contra de dicha resolución, o dentro de los 15 días posteriores a la clausura si el accionista disidente no asistió a dicha asamblea y puede demostrar que era accionista en la fecha de tal asamblea. En el caso de una fusión o escisión que involucre a una sociedad autorizada a realizar oferta pública de sus acciones, el derecho de receso no podrá ser ejercido si las acciones a ser recibidas como consecuencia de dicha operación estuviesen admitidas para su oferta pública o su cotización. Los derechos de receso se extinguen si la resolución que dio origen a dichos derechos es revocada en otra asamblea de accionistas celebrada dentro de los 75 días de la asamblea en la cual se adoptó la resolución. El pago respecto de los derechos de receso debe ser realizado dentro de un año de la fecha de la asamblea de accionistas en la cual se adoptó la resolución, excepto en el caso de que la resolución estipulara el retiro de cotización de las Acciones Ordinarias de la Emisora, en cuyo caso el período de pago se reduce a 60 días a partir de la fecha de la resolución relacionada.

Sin perjuicio de lo expuesto en los párrafos anteriores, y teniendo en cuenta que la Emisora se encuentra admitida a los regímenes de oferta pública y cotización con su capital accionario, el supuesto en que acuerde su retiro voluntario de cualquiera de los dos regímenes está específicamente regulado por la Ley de Mercado de Capitales en su Capítulo IV y por las Normas de la CNV.

En el artículo 31 citado, se establece que la Emisora que efectúe tal retiro deberá seguir el procedimiento que establezca la CNV y, asimismo, deberá promover obligatoriamente una oferta pública de adquisición de sus acciones, de derechos de suscripción, obligaciones convertibles en acciones u opciones sobre acciones.

La adquisición de las propias acciones deberá efectuarse con ganancias realizadas y líquidas o con reservas libres, cuando estuvieran completamente integradas, y para su amortización o su enajenación en el plazo del artículo 221 de la Ley General de Sociedades, debiendo la sociedad acreditar ante la CNV que cuenta con la liquidez necesaria y que el pago de las acciones no afecta la solvencia de la sociedad. De no acreditarse dichos extremos, y en los casos de control societario, la obligación aquí prevista quedará a cargo de la sociedad controlante, la cual deberá acreditar idénticos extremos. Por su parte, el artículo 98 de la Ley de Mercado de Capitales establece los requisitos a los cuales deberá sujetarse la adquisición antes mencionada.

La CNV podrá objetar el precio que se ofrezca por considerar que el mismo no resulta equitativo. La falta de objeción al precio no perjudica el derecho de los accionistas a impugnar en sede judicial o arbitral el precio ofrecido. La CNV deberá tomar especialmente en cuenta el proceso de decisión que fije el precio de la oferta, en particular la información previa y fundamentos de esa decisión, así como el hecho de que para tal decisión se haya pedido la opinión de una evaluadora especializada independiente y se cuente con la opinión favorable del comité de auditoría y del órgano de fiscalización.

Liquidación de la Emisora

La liquidación de la Emisora puede ser efectuada por el Directorio o por el liquidador designado por la asamblea, bajo la vigilancia del síndico. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas siguiendo el mismo esquema de distribución que para el caso de las ganancias realizadas y líquidas.

El Estatuto no contiene disposiciones en razón de las cuales se deba revelar la propiedad de la tenencia accionaria ni contiene ningún artículo que pueda causar la demora, diferimiento o prevención de un cambio de control de Capex, el cual sólo podría operar en caso de fusión, adquisición o reestructuración societaria. Los estatutos y demás documentación societaria de la Emisora no contienen limitaciones en cuanto a restricciones a poseer acciones.

Duración

Conforme a los Estatutos, la Emisora se encontrará en vigencia por 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio. La duración de la Emisora puede ser prorrogada por resolución adoptada en una asamblea extraordinaria de accionistas.

Contratos Importantes

La Sociedad ha otorgado dos préstamos financieros a su subsidiaria EG WIND: i) con fecha 24 de mayo 2018 por hasta un monto de USD 15.000.000 para el desarrollo del PED II, ascendiendo al 30 de abril de 2022 los desembolsos a USD 8.250.000; y ii) con fecha 18 de noviembre de 2020, por un monto de USD 10.300.000 exclusivamente para el pago a Enercon GmbH, proveedor de los aerogeneradores del PED II. Al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, el saldo acreedor de Capex contemplando los dos contratos de mutuo con su subsidiaria EG WIND es de \$ 1.818.861.488 (capital más intereses), de los cuales \$ 198.963.725 son corrientes.

Fuera de lo mencionado anteriormente, ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebran en el curso ordinario de los negocios.

Controles de Cambio

A continuación, se delinear los aspectos más relevantes de las reglamentaciones actualizadas del BCRA sobre la base del texto consolidado de la Comunicación “A” 7490 (con sus modificaciones y complementarias, la “Comunicación 7490 Consolidada”) vinculados con los controles cambiarios actualmente vigentes en Argentina.

Reglamentaciones específicas relativas a egresos a través del MLC

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con la Sección 3.2 de la Comunicación 7490 Consolidada, se permite el acceso al MLC para cursar pagos de servicios prestados por no residentes (en tanto no se trate de entidades vinculadas, excepto en el caso de ciertas excepciones específicas, entre ellas el pago de primas de reaseguros en el exterior, cuyo beneficiario haya sido admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación de Argentina y pagos de arrendamientos operativos de buques que cuenten con la autorización del Ministerio de Transporte de la Nación y sean utilizados para prestar servicios en forma exclusiva a otro residente no vinculado, en la medida que el monto a pagar al exterior no supere el monto abonado por este último neto de las comisiones, reintegros de gastos u otros conceptos retenidos por el residente que realiza el pago al exterior), en tanto se suministre documentación respaldatoria que avale la existencia del servicio y exista confirmación de que la transacción se ha informado, según corresponda, en la presentación más reciente del Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Asimismo, el cliente debe haber presentado una declaración a través del Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES), que debe estar en estado “Aprobada” —con ciertas excepciones— con anterioridad a tal acceso. De forma adicional, en el caso de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 7 de enero de 2022, la entidad deberá contar con documentación que demuestre que, al momento de la apertura o emisión por parte de la entidad, el cliente contaba con la declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) en estado “Aprobada”.

Asimismo, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para precancelar deudas por servicios.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior

De conformidad con la Sección 10.11 de la Comunicación 7490 Consolidada, hasta el 31 de diciembre de 2022, el acceso al MLC para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de capital de deudas originadas en la importación de bienes requerirá la conformidad previa del Banco Central excepto que se verifiquen ciertas situaciones, incluidas, entre otras, la presentación de una declaración jurada del cliente mediante la que se deje constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del MLC a partir del 1 de enero de 2020 —incluido el pago cuyo curso se está solicitando— no supera los US\$ 250.000 o, si se trata de un pago diferido de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, en la medida que se cumpla con ciertas condiciones y se presente una declaración jurada relativa a la importación que se pretende pagar; o se trate de un pago a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero para la importación de insumos que serán utilizados en la elaboración de bienes en el país.

Con fecha 5 de mayo de 2022, el BCRA publicó la Comunicación “A” 7507, la cual resuelve, entre otras cuestiones, incorporar a las normas de “Exterior y cambios” relativas al acceso al MLC para cursar pagos de importaciones de bienes según las categorías de las declaraciones en el SIMI, que la importación tenga asociada una declaración en el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) categoría B o C vigente y los bienes abonados correspondan a productos farmacéuticos y/o insumos en la medida que sean utilizados para elaboración local de los mismos. Además, incluye dentro de las normas que establecen requisitos de carácter transitorio para el acceso al MLC en materia de pagos de importaciones, a la siguiente situación: *“cuando se trata de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente que se curse con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior, en la medida que la fecha de vencimiento de la financiación otorgada sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país más 15 días corridos”*.

Por otro lado, el BCRA a través de la Comunicación “A” 7518, y su posterior modificación en la Comunicación “A” 7780, dispuso cierta disponibilidad de divisas para los exportadores de servicios. En este sentido, en la medida que se verifiquen las condiciones previstas por la autoridad monetaria, quedarán exceptuados del requisito de liquidación en el MLC los cobros de exportaciones de servicios que se ingresen dentro de los plazos normativos establecidos y correspondan a determinados conceptos.

El BCRA a partir de la Comunicación “A” 7528, incorpora dentro de las normas de Exterior y cambios, relativo al acceso al MLC para cursar pagos de importaciones de bienes según las categorías de las declaraciones en el SIMI, que la importación tenga asociada una declaración SIMI categoría B o C vigente y el cliente cuente por el monto por el cual accede con una “Certificación asociada a la financiación de la importación de bienes necesarios para la producción en el país de automotores y/o autopartes” en los términos previstos en la presente.

Asimismo, a partir de la Comunicación “A” 7532, el BCRA dispuso nuevas condiciones para el acceso al MLC, para aquellos importadores que tengan que cumplir con sus obligaciones con el exterior. De esta manera, se introdujeron cambios hasta el 30 de septiembre de 2022 con relación al acceso al MLC para cursar pagos de importaciones de bienes según las categorías de las declaraciones en el SIMI. Además, en el marco de las disposiciones complementarias en materia de acceso al mercado para pago de importaciones de bienes establece que, hasta el 30 de septiembre de 2022, adicionalmente a los requisitos previstos en cada caso, las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que al agregarse el monto del pago cuyo curso se está solicitando al total de los pagos cursados a partir del 1 de enero de 2022 que no se correspondan con las operaciones enunciadas en el punto 2.2. de dicha Comunicación, no se supera el equivalente a la parte proporcional del límite anual de SIMI categoría A previsto en el punto 10.14.1. que se ha devengado hasta el mes en curso inclusive. En caso de que el último monto resultase inferior a USD 250.000, se adoptará este último monto o el límite anual de la categoría A, aquel que sea menor. Por último, se incorpora una disposición adicional en materia de los requisitos para el acceso al MLC para el pago de servicios prestados por no residentes.

A través de la Comunicación “A” 7622, el BCRA dispuso que las entidades podrán dar acceso al MLC para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina (“SIRA”) en la medida que tenga lugar alguna de las siguientes situaciones: (i) el pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes, que consta en la declaración SIRA, (ii) el pago se concrete mediante un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la

declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usaría tal opción o (iii) que los insumos importados correspondan a la enumeración brindada en el artículo 8. Asimismo, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, se cumplan los restantes requisitos normativos aplicables y el pago encuadre en alguna de las situaciones detalladas.

Posteriormente, la Comunicación "A" 7664 complementa el punto 2.2 de la Comunicación "A" 7532, determinando que no será necesario que las entidades requieran la declaración jurada cuando los pagos correspondan al capital de deudas comerciales por la importación de bienes según lo dispuesto en el punto 10.2.4., que se concrete mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento" del cliente, y que el cliente cuente con una certificación de aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento (Decreto N° 679/22), por un monto equivalente al valor que se pretende pagar.

Con fecha 11 de mayo de 2023, la Comunicación "A" 7766 estableció que se podrá dar acceso al mercado de cambios en el marco de lo dispuesto en los puntos 8.1. a 8.6. de la Comunicación "A" 7622 y complementarias, relativos al pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP. Para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente por operaciones respaldadas por declaraciones SIRA oficializadas a partir del 12.5.23, las entidades deberán adicionalmente constatar que a la correspondiente declaración en estado "SALIDA" se le ha asignado un plazo de 0 días corridos.

Luego, con fecha 18 de mayo de 2023, la Comunicación "A" 7771 estableció que las entidades sólo podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de importaciones de bienes en el marco de lo dispuesto en los puntos 8.1. a 8.6. de la Comunicación "A" 7622 y complementarias, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, cuando se verifique que (i) se trate de un pago que corresponde a una declaración SIRA que obtuvo el estado "SALIDA" hasta el 11.5.23.; y (ii) se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente que corresponde a una declaración SIRA que obtuvo el estado "SALIDA" a partir del 12.5.23 y la entidad constató que a la declaración se le asignó un plazo de 0 (cero) días corridos."

La Comunicación "A" 7629 modificó ciertos puntos establecidos en la Comunicación "A" 7622: definió que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración en el SIRA en la medida que el pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a USD 50.000 para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA; sumó un nuevo requisito en cuanto al pago para que las entidades puedan otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, se cumplan los restantes requisitos normativos establecidos a tal fin; y por último, estableció que las entidades también podrán otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por las instituciones enumeradas en dicha comunicación.

Finalmente, la Comunicación "A" 7781 incorpora al punto 9 de la Comunicación "A" 7622, relativo a que las entidades también podrán otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que el cliente accede al mercado de cambios antes de la fecha mínima de acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero con el exterior, siempre que se cumplan las condiciones detalladas al momento del otorgamiento.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con la Sección 3.5.7 de la Comunicación 7490 Consolidada, hasta el 31 de diciembre de 2023, se requerirá la conformidad previa del Banco Central para el acceso al MLC para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor; no obstante, se dispone que este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales o cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" por el equivalente del monto de capital que se abona. Asimismo, las

deudas comprendidas en esta Sección continuarán sujetas a la conformidad previa del Banco Central, aún en caso de que fuesen adquiridas por otro acreedor no vinculado con el deudor residente.

Reglamentaciones específicas relativas a egresos a través del MLC

En virtud de la Sección 3.17 de la Comunicación 7490 Consolidada, las disposiciones relativas a la refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera dispuesta en la Sección 3.17 se mantendrá vigente hasta el 31 de diciembre de 2023.

Asimismo, con fecha 21 de julio de 2022, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7552, a través de la cual se resolvió realizar una serie de modificaciones en el punto 3.16. de las normas de la Comunicación 7490 Consolidada relativas a egresos a través del MLC.

En primer lugar, la norma modificó el primer párrafo del punto 3.16.2.1. de la Comunicación 7490 Consolidada a fin de incluir a la tenencia de certificados de depósitos argentinos (en adelante, “CEDEARs”) en el límite de disponibilidad de 100.000 Dólares que pueden tener quienes acceden al mercado de cambios. Asimismo, se estableció que, hasta el 19 de agosto de 2022 inclusive, las entidades que soliciten el acceso al mercado de cambios podrán considerar a la tenencia de tales CEDEARs adquiridos hasta el 21 de julio de ese mismo año, como una de las situaciones por las cuales se admite que los activos externos líquidos y/o CEDEARs conjuntamente superen el monto previsto.

En segundo lugar, la Comunicación “A” 7552 modificó el punto 3.16.3.1. de la Comunicación 7490 Consolidada estableciendo que la entidad que solicite el acceso al mercado de cambios, deberá presentar una declaración jurada en la que deje constancia que, en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en Pesos, y (v) desde el 22 de julio de 2022, (x) no adquirió certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras, (y) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (z) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

A su vez, la Comunicación “A” 7552 modificó el punto 3.16.3.2. de la Comunicación 7490 Consolidada, disponiendo que la entidad que solicite el acceso al mercado de cambios deberá, en la declaración jurada mencionada en el párrafo anterior, comprometerse a no concertar tales ventas en el país, canjes, transferencias, adquisiciones o entregas, a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes.

Por su parte, la Comunicación “A” 7746 dispone que hasta el 31.12.23, en aquellos casos en que el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para pagar servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios y/o de préstamos financieros con el exterior.

Otras reglamentaciones específicas

En virtud de la Sección 4.3.2 de la Comunicación 7490 Consolidada, las transacciones locales de venta en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en Pesos de títulos valores emitidos por no residentes.

Acceso al MLC para la Producción de Hidrocarburos – Decreto 277/2022

Con fecha 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto N° 277/2022 aprobando el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (“RADPIP”) y el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental del Gas Natural (“RADPIGN”), con el objetivo de promover la producción dentro del sector de hidrocarburos generando incentivos mediante el acceso a divisas sin necesidad de obtener la autorización previa del BCRA. En este sentido, la flexibilización al acceso al MLC otorga a las empresas el derecho de acceder al MLC para adquirir y transferir al exterior divisas, sin previa autorización del BCRA, por hasta ciertos montos que surgen en función de la producción incremental, y para ciertos usos

específicos (entre otros, pagar pasivos comerciales y/o financieros con el exterior). La adhesión a los regímenes RADPIP y RADPIGN está sujeta a ciertos requisitos, entre ellos, aumentar la producción de petróleo en un 20% o un incremento del 30% en proyectos vinculados al gas natural, todo ello en comparación con los valores correspondientes al 2021.

- Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental del Petróleo:

El Decreto N° 277/2022 establece que podrán ser beneficiarios los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda, siempre que: (i) adhieran al presente régimen; (ii) obtengan una producción incremental de petróleo crudo; (iii) cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera establecido en el presente decreto y su respectiva reglamentación y (iv) cumplan, para los beneficiarios que corresponda, con todas las obligaciones previstas en el Decreto N° 892/20 y sus normas complementarias y reglamentarias.

- Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental del Gas Natural:

El Decreto N° 277/2022 establece que podrán ser beneficiarios los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda, siempre que: (i) adhieran al presente régimen; (ii) sean adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre 365 días al año, en las subastas o concursos de precios del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, en los términos que se definen en el Decreto N° 892/20, en sus normas complementarias o en las sucesivas subastas y concursos de precios para el abastecimiento de la demanda interna de gas natural y cumplimentar todos los compromisos asumidos en esta o en cualquier otra subasta de abastecimiento a la demanda interna; (iii) obtengan niveles de Inyección Incremental respecto de la Línea Base de Inyección; y (iv) cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera, establecido en el presente decreto y su respectiva reglamentación, y con todas las obligaciones establecidas en el Decreto N° 892/20, sus normas complementarias y reglamentarias.

El Decreto N° 277/2022 fue reglamentado con fecha 16 de agosto de 2022 a través del Decreto N°484/2022. El decreto reglamentario establece, entre otras cuestiones, que serán considerados beneficiarios del RADPIP y del RADPIGN los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras –Sección Productoras- regulado mediante la Disposición N°337 del 9 de diciembre de 2019 de la ex-Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía del entonces Ministerio de Hacienda, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, previo cumplimiento de los requisitos exigidos en el decreto y sus normas complementarias.

Asimismo, el Decreto N° 484/2022 determina que quienes resulten beneficiarios del RADPIP o del RADPIGN podrán solicitar el reconocimiento de los beneficios correspondientes a partir del tercer trimestre de 2022, previo cumplimiento de los requisitos y dentro de los plazos que establezca la SE, la cual validará, junto con las demás áreas competentes, el cumplimiento de dichos requisitos.

Si bien el Decreto N° 277/2022 fue reglamentado por el Decreto N° 484/2022, queda pendiente reglamentación por parte de otros organismos del Estado Nacional (entre ellos, el BCRA y la SE).

Reglamentación del BCRA - Comunicación A 7626

El Banco Central emitió el 28 de octubre de 2022 la Comunicación A 7626 que establece que el cliente que cuente con una Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22) podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

1. Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes sin la necesidad de contar con la conformidad previa establecida en los puntos 10.11 y 10.14 de la Comunicación A 7532 o el plazo previsto en el punto 1.1 de la Comunicación A 7622, según corresponda.
2. Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de servicios sin la necesidad de contar con la conformidad previa del punto 3.2 para operaciones con una contraparte vinculada y/o en el punto 3.1 de la Comunicación A 7532.

3. Pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos establecidos por el BCRA.
4. Pagos de capital de endeudamientos financieros en el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin conformidad previa del BCRA.
5. Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera por encima del monto resultante de los parámetros establecidos por el BCRA.
6. Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales en el marco de lo dispuesto por el BCRA.

Los beneficiarios deberán nominar a una única entidad financiera local para que sea responsable de emitir las certificaciones por los regímenes de acceso a las divisas y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios. La entidad nominada deberá tomar registro de los montos de los beneficios reconocidos por la Secretaría de Energía en el marco del Decreto 277/2022 a favor del cliente, indicando el período al que corresponde el beneficio y el monto total del beneficio en Dólares obtenido para el período.

Para mayor información relativa a las normativas cambiarias argentinas, se recomienda a los inversores consultar a sus asesores legales y tener a la vista las normas que se mencionan a continuación y sus modificaciones, las cuales podrán ser consultadas en el siguiente sitio web: www.infoleg.gov.ar y en el sitio web del BCRA: www.bcra.gov.ar. La información contenida en los sitios web mencionados no se incorpora como referencia al presente Prospecto.

Resoluciones Generales CNV N° 843, 856, 861, 862, 871 y 878.

Luego, mediante la Resolución General N° 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.

Más tarde, 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 período 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 período de permanencia mínimo 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 período de permanencia mínimo 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 N° 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.

Posteriormente, 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 registros 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. Luego, con fecha 20 de octubre de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 862/2020 mediante la cual resolvió reducir el período de permanencia mínimo a tres días hábiles, tanto para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, para transferir valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, 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. Asimismo, modificó las regulaciones para la concertación y liquidación de operaciones por parte de los agentes inscriptos ante la CNV para cartera propia, eliminando restricciones a las operaciones de compraventa con liquidación en moneda extranjera concertadas en mercados del exterior como cliente por las subcuentas de titularidad de los agentes inscriptos, en vistas a que la operatoria de dichos agentes genera volumen, por contribuir a la mayor liquidez en el mercado local, y una disminución de los costos involucrados.

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 N° 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. Luego, con fecha 11 de enero de 2021, la CNV publicó la Resolución General N° 878, por medio de la cual modifica, entre otras cuestiones, la Resolución General N° 871, acortando el plazo mínimo de permanencia de 2 días hábiles a 1 día hábil, para (i) dar curso a operaciones de venta en jurisdicción local 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), y (ii) efectuar liquidaciones en jurisdicción 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).

Resolución General CNV N° 895

Con fecha 8 de julio de 2021, la CNV emitió la Resolución General N°895, mediante la cual dispuso la reducción del período de permanencia mínimo a dos días hábiles para: (i) dar curso a operaciones de venta de Valores Negociables, previamente adquiridos en jurisdicción y moneda local, con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera; (ii) la transferencia de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior; y (iii) aplicar a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera los Valores Negociables acreditados en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN), provenientes de entidades depositarias del exterior.

Adicionalmente, estableció un período de permanencia mínimo de dos días hábiles para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda y jurisdicción extranjera, contados a partir de su acreditación en el agente depositario, cuando dichos valores negociables hayan sido comprados con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción local, entre otras disposiciones aplicables a las operaciones de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares emitidos por la República Argentina.

Resolución General CNV N° 923

Con fecha 4 de marzo de 2022, la CNV publicó la Resolución General N°923, mediante la cual deroga los artículos 6° y 6° BIS del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones Transitorias" del Texto Ordenado de las normas de la CNV. En este sentido, se elimina el cupo semanal de 50.000 valores nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en Dólares bajo legislación local en moneda extranjera; y la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en Dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

Resolución General CNV N° 930:

Con fecha 11 de mayo de 2022, la CNV aprobó el régimen especial aplicable a las empresas extranjeras con listado en el exterior. La finalidad del régimen es promover el listado en el país de empresas constituidas en el extranjero y que se encuentren autorizadas a hacer oferta pública de acciones por parte de reguladores reconocidos por la CNV y con listado y/o negociación de esos valores en mercados autorizados del exterior.

La Comisión Nacional de Valores modifica el régimen de financiamiento garantizado y no garantizado. Entre los cambios principales destacamos los siguientes:

Resolución General CNV N° 937:

Con fecha 1 de agosto de 2022, la CNV actualizó los montos máximos de emisión de obligaciones negociables (ON) en los regímenes PyME CNV y PyME CNV, Garantizada en Unidades de valor adquisitivo actualizables por el Coeficiente de estabilización de referencia (CER) previsto en la Ley N° 25.827 (UVA), los cuales quedaron fijados en UVA 19.000.000 y UVA 10.000.000, respectivamente. Asimismo, modificó el actual Régimen de Entidades de Garantía agregando que la calificación de riesgo deberá encontrarse actualizada incluyendo los últimos estados anuales o intermedios emitidos por la Entidad de Garantía y no podrá tener una antigüedad superior a los 90 días corridos previos contados a partir de la fecha de publicación del prospecto de la emisora.

Resolución General CNV N° 939:

Con fecha 24 de agosto de 2022, se aprobó la Resolución General CNV N°939, la cual determinó respecto a las asambleas a distancia que, entre otras cuestiones, deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan. Dicha resolución comenzó a regir a partir del 1° de enero de 2023.

Resolución General CNV N° 940:

La CNV incorporó una nueva Sección en el Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV a fin de incluir el "Régimen Simplificado y Garantizado para emisiones de obligaciones negociables con impacto social", que deberán cumplimentar las

emisoras que se registren bajo este régimen para proceder a la emisión de Obligaciones Negociables de Bonos Sociales, cuando dichas emisiones se encuentren totalmente garantizadas y cuenten con una evaluación de impacto social.

Resolución General CNV N° 941:

La CNV aprobó en su Resolución General CNV N°941 incorporar a la normativa el tratamiento aplicable para las Emisoras que elaboren sus EEFF en moneda funcional extranjera y definan la política contable respecto a los "Otros Resultados Integrales" generados por las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados, en virtud de no estar previsto en las NIIF, con el objeto de establecer criterios uniformes. En esa línea adecuaron el cálculo de la reserva legal, así como el cómputo del límite del 20%, considerando las diferencias de conversión. Estas nuevas disposiciones se aplicarán en los estados contables correspondientes al primer cierre de ejercicio anual con posterioridad a la entrada en vigencia de dicha resolución.

Resolución General CNV N° 942:

La CNV sustituyó el artículo 11 de la Sección IV del Capítulo I del Título XIV de las Normas de la CNV, a los fines de actualizar el monto del patrimonio neto mínimo con el que deben contar los proyectos de financiamiento colectivo, elevando el mismo a sesenta y cinco mil trescientas cincuenta unidades de valor adquisitivo (UVA) actualizables por el Coeficiente de estabilización de referencia (CER), el cual deberá surgir de sus estados contables anuales. Asimismo, sustituye los artículos 13, 14, 22, 45, 46, 48 y 56 siguientes.

Resolución General CNV N° 943:

La CNV resuelve suspender transitoriamente la percepción de la tasa de fiscalización y control correspondiente al año 2023, cuya fecha de pago y sujetos obligados se encuentran previstos en los incisos a), b), c), e) y f) del artículo 3° del Capítulo I del Título XVII de estas Normas, hasta el 17 de febrero de 2023 inclusive.

Resolución General CNV N° 944:

La CNV resuelve derogar el Capítulo XIV del TÍTULO XVIII de las normas de la CNV (N.T. 2013), y sustituye el artículo 9 de la Sección II del Capítulo II del Título XIII, en el cual incorpora ciertas reglas generales las cuales serán de aplicación en todos los procedimientos sumariales en los que intervenga la CNV. Asimismo, incorpora normas respecto del procedimiento del proceso sumario, de las facultades del conductor, de la publicidad del proceso, entre otras.

Resolución General CNV N° 946:

Con fecha 1 de enero de 2023, la CNV resolvió Sustituir el inciso n) del artículo 21 de la Sección X del Capítulo IV del Título V de las normas de la CNV, en cuanto al contenido del prospecto y/o el suplemento del prospecto, en particular, en cuanto al inciso n), sobre el procedimiento de colocación.

Resolución General CNV N° 948:

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV incorporó como artículo 9° BIS de la sección I del Capítulo del Título VI de las normas de la CNV, el cual regula el marco de actuación de los mercados en ejercicio de la matrícula otorgada por la CNV. A su vez, sustituye el inciso a) del artículo 5, el cual regula las formalidades de presentación del estatuto social, respecto de la documentación mínima a presentar. Finalmente, establece, entre otras cuestiones, modificaciones respecto a los segmentos habilitados para la negociación secundaria de cheques de pago diferido, la negociación secundaria de pagarés, la oferta pública y negociación de las facturas de crédito electrónicas mipymes y respecto de las pautas generales para la negociación en mercados regulados por CNV.

Resolución General CNV N° 951:

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV sustituyó el artículo II del Capítulo V del Título VI de las normas de la CNV, mediante el cual establece como regla general que todas las se realizarán a través de los Sistemas Informáticos de Negociación autorizados por la Comisión, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, y serán garantizadas por el Mercado y por la Cámara Compensadora en su caso. Asimismo, se sustituye la sección IXI del Capítulo V,

la cual define a la figura de hacedor de mercado, y establece reglas generales para su actuación, y pautas mínimas para la reglamentación de los mercados.

Resolución General CNV N° 959:

Con fecha 2 de mayo de 2023, la CNV sustituyó el artículo 2° del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, determinando que, para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, deben observarse ciertos plazos mínimos de tenencia de dichos valores negociables en cartera. Asimismo, establece que los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera, correspondientes a clientes ordenantes en tanto éstos últimos mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos, establece limitaciones al otorgamiento de financiamiento para ciertas operaciones de venta, y una obligación de exigir a cada uno de los clientes una declaración jurada. Finalmente, establece plazos mínimos de tenencia para dar curso a transferencias a entidades depositarias en el exterior de valores negociables.

Resolución General CNV N° 962:

Con fecha 23 de mayo de 2023, la CNV sustituyó el artículo 5° BIS del Capítulo V del Título XVIII “Disposiciones transitorias” de las Normas de la CNV, estableciendo que a las limitaciones existentes para la realización de operaciones con cartera propia de títulos públicos denominados y pagaderos en Dólares emitidos por la Argentina, se agrega el requisito de que la cantidad de nominales vendidos en operaciones de cada plazo de liquidación no superen a los nominales de dichos títulos comprados en ese mismo plazo de liquidación.

Asimismo, incorpora el artículo 6 BIS del mencionado capítulo, estableciendo que los restantes sujetos no alcanzados por lo dispuesto en el artículo 5 BIS solo podrán dar curso a órdenes para concertar ciertas operaciones de compra venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de valores negociables desde o hacia entidades depositarias del exterior, si: (i) en los 15 días corridos anteriores no se han concertado operaciones de venta de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares emitidos por la Argentina bajo ley local y/o extranjera, con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción local o extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo; y (ii) existe manifestación de no concretar dichas operaciones por los 15 días corridos subsiguientes.

Resolución General CNV N° 963:

Con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV sustituyó varios artículos de las normas vigentes relacionadas con la emisión de valores negociables en Argentina. Se establecen nuevos requisitos y lineamientos para la emisión de valores negociables temáticos y con impacto social en Argentina, así como modificaciones en la información que deben contener los prospectos y suplementos de prospecto, y los activos elegibles para los Fondos de Inversión.

Resolución General CNV 966/2023:

Con fecha 26 de junio de 2023, la CNV actualizó la definición de “Beneficiario Final”, estableciendo que se entiende como la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021 y/o aquellas que en adelante la modifiquen, complementen o sustituyan.

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, el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar, y la Página Web de la CNV, debiendo tenerse presente que las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria estarán sujetas a la aplicación del régimen penal cambiario. La información contenida en estos sitios web no forma parte y no se considerará incorporada en el presente Prospecto.

Carga Tributaria

Generalidades

La siguiente descripción se basa en las leyes tributarias de Argentina en vigencia a la fecha de este Prospecto y está sujeta a cualquier modificación legislativa que pudiera aplicarse en el futuro. Las consideraciones que siguen no importan un consejo u opinión legal respecto de las transacciones que puedan realizar los suscriptores de las Obligaciones Negociables, sino una breve descripción de ciertos aspectos del sistema impositivo argentino vinculado con la emisión de obligaciones negociables y la disposición de acciones.

Se recomienda a los interesados consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta y en la conversión de las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas en esta descripción, en especial las que puedan tener relación con reformas tributarias que se establezcan a futuro o que se encuentren en discusión parlamentaria a la fecha de la emisión de las Obligaciones Negociables y que puedan generar un impacto a futuro, como así también con las leyes tributarias de su país de residencia.

La Argentina tiene celebrados aproximadamente una veintena de 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 en uno de los países con convenio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local argentina, 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. Los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables deben consultar a sus asesores impositivos en lo que respecta a las consecuencias impositivas aplicables de acuerdo con sus situaciones particulares derivadas de la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables.

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 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 diferida para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero 2021 inclusive, por disposición de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

No obstante, con fecha 16 de junio de 2021 fue publicada en el BO la Ley 27.630 que modifica la alícuota del impuesto a las ganancias con vigencia para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del primero de enero de 2021 inclusive. La modificación establece un sistema escalonado de alícuotas en tres segmentos y un impuesto fijo de acuerdo con el nivel de ganancia neta imponible acumulada cuyos importes vigentes a partir de enero 2023 son los siguientes: un primer escalón del

25% para ganancias netas acumuladas de hasta \$ 14,3 millones; el segundo escalón para ganancias netas acumuladas de entre \$ 14,3 y \$ 143 millones, un impuesto fijo de \$ 3,58 millones más el 30% sobre el excedente de \$ 14,3 millones; y un último segmento para ganancias netas acumuladas superiores a \$ 143 millones, un impuesto fijo de \$ 42,19 millones más el 35% sobre el excedente de \$ 143 millones. El monto de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente, a partir del primero de enero de 2024, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC.

Por lo tanto, los ejercicios fiscales siguientes, serán sometidos a la actualización de los parámetros descriptos por el método mencionado anteriormente, de acuerdo a las normativas fiscales vigentes.

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 N° 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 N° 830).

Por medio de la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2027, la vigencia del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias.

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 N° 20.628 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.

Asimismo, cabe mencionar que 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.

Si la Compañía no cumple con las Condiciones del Artículo 36 con posterioridad a la emisión, 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 debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley

de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. 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 N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 4.298/2018, 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.

Asimismo, por medio de la Resolución General (AFIP) N° 4.395/2019, y con el objetivo de ayudar a cumplir con el impuesto cedular que aplica sobre los ingresos por transacciones financieras, la AFIP puso a disposición en su sitio web, a través del servicio “Nuestra Parte”, accesible con contraseña fiscal (Clave Fiscal), la información que AFIP tiene sobre el contribuyente respecto a los depósitos a plazo y transacciones realizadas con bonos públicos, pagarés, cuotas de fondos de inversión, certificados de deuda de fideicomisos financieros o contratos similares, bonos y otros valores, para cada ejercicio.

c) Beneficiarios del Exterior

Los intereses 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 debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. 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 N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de “jurisdicciones no cooperantes” (conforme la definición 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 Artículo 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, la tasa del impuesto a las ganancias aplicable será del 35% sobre la presunción de ganancia neta sujeta a impuesto prevista en el artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 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 N° 862/2019 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 48/2023). 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.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por último, con fecha 30 de diciembre de 2021, la CNV publicó la Resolución General 917/2021, reglamentando el Decreto 621/2021 de fecha 16 de septiembre de 2021 y estableciendo los requisitos que deberán cumplimentar los instrumentos financieros que se liquiden en moneda nacional para gozar de las exenciones previstas en la Ley 27.638, la cual tiene por objeto promover integralmente el ahorro en Pesos y eliminar la discriminación tributaria que tenían ciertos instrumentos financieros. Se implementa un régimen de información estableciendo quienes son los sujetos obligados a cumplimentarlo, así como la forma y el plazo en que deberá ser remitida la información, con el objeto de que sean identificables para el inversor aquellos instrumentos que cumplen con los requisitos para gozar de las exenciones establecidas en la Ley 27.638 y de poner a disposición de la AFIP aquella información que dicha Administración Federal requiere en el cumplimiento de sus competencias.

En la medida que así lo exija la normativa aplicable, para aquellas futuras emisiones a realizarse bajo el presente Programa, la Emisora manifestará si las mismas cumplen con los requisitos establecidos en el Decreto 621/2021.

Adicionalmente, se recomienda a los potenciales inversores consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta de las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas por el presente Prospecto, en especial las que puedan tener relación con las leyes tributarias de su país de residencia.

Impuesto sobre los bienes personales

Las personas humanas residentes en Argentina (de conformidad con el artículo 116 de la Ley del Impuesto a las Ganancias) 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”).

En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, 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.

Por medio de la Ley N° 27.667 y el Decreto N° 912/2021, ambos publicados en el Boletín Oficial del 31/12/2021, se introducen modificaciones en el mínimo no imponible y en las escalas progresivas del impuesto con vigencia a partir del período fiscal 2021 y siguientes.

De acuerdo a las modificaciones introducidas, en el período fiscal 2022 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, resulten iguales o inferiores a \$ 11.282.141,08.

La nueva escala del IBP aplicable a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina para los períodos fiscales iniciados en 2022 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 (valores vigentes al 31/12/2022):

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	5.641.070,54 (inclusive)	0	0,50%	0
5.641.070,54	12.222.319,51 (inclusive)	28.205,35	0,75%	5.641.070,54
12.222.319,51	33.846.423,25 (inclusive)	77.564,72	1,00%	12.222.319,51
33.846.423,25	188.035.684,71 (inclusive)	293.805,76	1,25%	33.846.423,25
188.035.684,71	564.107.054,14 (inclusive)	2.221.171,53	1,50%	188.035.684,71
564.107.054,14	En adelante	7.862.242,07	1,75%	564.107.054,14

Por su parte, para los bienes situados en el exterior se establece un incremento de alícuota según la escala del cuadro anterior:

Valor total de los bienes del país y del exterior		Pagarán el %
Más de \$	A \$	
0	5.641.070,54 (inclusive)	0,70%
5.641.070,54	12.222.319,51 (inclusive)	1,20%
12.222.319,51	33.846.423,25 (inclusive)	1,80%
33.846.423,25	En adelante	2,25%

Dicho incremento de alícuota para bienes situados en el exterior, no resultará aplicable en caso de producirse la repatriación de activos financieros que representen (i) no menos del 5% del valor del total de bienes situados en el exterior; (ii) cuando dicha repatriación se hubiera efectuado hasta el 31 de marzo del año inmediato siguiente al año fiscal de liquidación, y (iii) en la medida que se cumplan ciertas condiciones de permanencia de acuerdo a lo dispuesto por la reglamentación.

A partir del período fiscal 2022 y siguientes, el monto del mínimo no imponible y de las escalas prevista en los cuadros precedentes para bienes del país y bienes del exterior, se ajustarán anualmente por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, operada entre los meses de octubre del año anterior al período fiscal de que se trata y octubre del período fiscal del ajuste.

Los sujetos del IBP 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. Dicho 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, computándose en primer término contra el impuesto que resulte de aplicar la escala sobre el valor total de los bienes, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por aplicación de las alícuotas previstas para los bienes situados en el exterior.

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.

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 N° 127/96, no se ha 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) domiciliados 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 dichos casos la ley impone al emisor privado argentino (que actúa como obligado sustituto del pago del impuesto, el “Obligado Sustituto”) la obligación de pagar el IBP. El Decreto N° 127/96 así como la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006, establecen que el Obligado Sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto, a través de un pago único y definitivo, será la entidad emisora de dichos títulos. El IBP también autoriza al Obligado Sustituto a recobrar el monto pagado, sin limitación, mediante una retención o la ejecución de los bienes que originaron dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes personas jurídicas extranjeras que posean la titularidad directa de dichos bienes: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y (iv) bancos o instituciones financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo Banco Central o autoridad equivalente haya adoptado los estándares internacionales de supervisión establecidos por el Comité de Basilea.

Sin perjuicio de lo precedente, el Decreto N° 988/2003, 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 deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda privados y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución General (AFIP) N° 2.151/2006. 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 ubicadas en Argentina o en el exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 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.

La Ley N° 27.638 publicada el 04 de agosto de 2021 en el Boletín Oficial, y reglamentada por el Decreto 621/2021 publicado el 23 de septiembre de 2021 en el Boletín Oficial, establece con vigencia a partir del período fiscal 2021 y siguientes, una exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales para aquellas obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la Ley 23.576 y sus modificatorias. Asimismo se exime a las cuotapartes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la ley 24.083 y sus modificatorias, y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros constituidos en los términos del Código Civil y Comercial de la Nación, que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la CNV, y cuyo activo subyacente principal esté integrado en al menos un 75% con inversiones en las mencionadas obligaciones negociables emitidas en moneda nacional.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“Impuesto PAIS”)

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, creó un impuesto del 30% con carácter de emergencia y por un plazo de cinco períodos fiscales, aplicable sobre la compra de divisas y otras operaciones cambiarias realizadas por personas humanas y personas jurídicas residentes en Argentina.

Los potenciales inversores de las Obligaciones Negociables, deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca de los efectos del mencionado impuesto de acuerdo a sus circunstancias particulares.

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

La Ley N° 25.413 (B.O. del 26 de marzo de 2001), con sus enmiendas y reglamentaciones, establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos que se efectúen en cuentas corrientes bancarias mantenidas en entidades financieras radicadas en Argentina, sobre operatorias efectuadas por las mencionadas entidades en las que sus ordenantes o beneficiarios no utilicen las mencionadas cuentas y sobre los movimientos de fondos propios o de terceros, aun en efectivo, que se efectúen por fuera de las referidas instituciones financieras, y con los alcances que surgen de la Ley N° 25.413 y las normas que la reglamentan. La Resolución General (AFIP) N° 2.111/06 establece que el movimiento de fondos propios o de terceros, en el ejercicio de actividades económicas, son aquellos que se efectúan a través de un sistema organizado de pagos reemplazando el uso de las cuentas bancarias alcanzadas por el gravamen.

La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito, sin embargo, en algunos casos particulares la alícuota se incrementa a 1,2% y también son de aplicación alícuotas reducidas del 0,5%, 0,25%, 0,1%, 0,075% y 0,05%.

Existen ciertas excepciones a la aplicación del tributo, entre ellas, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

En caso de que los tenedores reciban pagos en cuentas bancarias locales, el mencionado impuesto resultará aplicable.

En general, las entidades financieras intervinientes actúan como agentes de percepción y liquidación del gravamen.

Conforme al Decreto N° 534/2004, el 34% del impuesto pagado sobre los créditos a la alícuota del 0,6% y el 17% 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 remanente no compensado no podrá ser objeto, bajo ninguna circunstancia, de compensación con otros gravámenes a cargo del contribuyente o de solicitudes de reintegro o transferencia a favor de terceros, pudiendo trasladarse, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los citados tributos. El importe computado como crédito de impuesto no podrá ser deducido a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias.

Cabe señalar que la Ley N° 27.432 prorrogó este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. A su vez, dicha norma estableció que el Poder Ejecutivo podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la Ley N° 25.413 y sus modificaciones que a la fecha de entrada en vigencia de esta ley (es decir, el 30 de Diciembre de 2017) no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias (66%), se reduzca progresivamente hasta un 20% por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se pueda acreditar el 100% contra dichos impuestos. Sin embargo, este beneficio todavía no fue reglamentado. En noviembre de 2022, la Ley 27.702 prorrogó este impuesto hasta el 31 de diciembre de 2027.

De acuerdo con el Decreto N° 409/2018, vigente para los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2018, el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos gravados con la alícuota del 0,6% podrá computarse como crédito del impuesto a las ganancias, así como también de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser trasladado hasta su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

También resulta computable el 33% sobre las operaciones alcanzadas a una tasa del 1,2%. En caso de que, las operaciones se encuentren alcanzadas a una alícuota menor, el cómputo se reduce al 20%.

La Ley N° 27.264 y el Decreto N° 1.101 del 17 de octubre de 2016, han establecido que el impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias y otras operatorias, establecido por la ley de N° 25.413 y sus modificaciones, que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del impuesto a las ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un 50% por las industrias manufactureras consideradas “medianas —tramo 1—” en los términos del artículo 1° de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias. A efectos de usufructuar el beneficio se deberá cumplimentar las previsiones dispuestas en la RG (AFIP) N° 3946/2016.

Es importante destacar que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció que la alícuota, para el caso de extracciones en efectivo de acuerdo al artículo 1 de la Ley N° 25.413 y sus modificatorias, será del doble, salvo que los titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistieran la calidad de Micro y Pequeñas Empresas en los términos del artículo 2 de la Ley N° 24.467, sus modificatorias y demás normas complementarias.

En virtud del Decreto 796/2021 se incorporan varias modificaciones a la reglamentación del impuesto sobre los créditos y débitos bancarios (Decreto N° 380/2001), entre las cuales, destacamos que se dispone que las exenciones del impuesto no resultarán aplicables cuando los movimientos de fondos estén vinculados a la compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares.

Impuesto de Sellos

Conforme la Ley N° 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 N° 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.

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. Al respecto, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires disponen:

- 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.

Las citadas exenciones, quedarán sin efecto, si en un plazo de noventa (90) días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de ciento ochenta (180) días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

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, el mencionado compromiso fue motivo de sucesivas postergaciones por parte del Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, primero con efecto hasta el 31 de diciembre de 2020 (mediante la firma del Consenso Fiscal del 17/12/2019) y luego con efecto hasta el 31 de diciembre de 2021 (mediante la firma del Consenso Fiscal del 04/12/ 2020).

Finalmente, el mencionado compromiso de reducción ha quedado sin efecto, cuando el 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

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 (“SIRCRESB”) 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. Las 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”. El 4 de diciembre de 2020, se volvió a postergar la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2021. Por medio de este pacto, los firmantes habían asumido el compromiso de reducir las alícuotas del impuesto sobre los Ingresos Brutos en la medida en que hayan aprobado el compromiso asumido a través de sus poderes legislativos y a partir de la fecha del mismo.

El 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales inversores deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca del alcance y 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, con vigencia a partir de 2010, cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.

Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando 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 9,5131%, 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 \$ 468.060. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 1.948.800.

El 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales inversores deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, su alcance y sus efectos en particular.

Tratados para evitar la doble imposición

Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia y Suiza. Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con Austria, China, Turquía, 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. Se encuentra pendiente de ratificación la enmienda al acuerdo vigente con Francia.

El 05 de diciembre de 2022, Argentina y Estados Unidos firmaron un acuerdo con el fin de facilitar el intercambio automático de información de cuentas financieras y optimizar la implementación de la Ley de Cumplimiento Fiscal de Cuentas Extranjeras (FATCA, por sus siglas en inglés). Con vigencia a partir del 1 de enero de 2023, el acuerdo contempla que, en la medida que se cumplan con los protocolos de confidencialidad sobre el manejo de la información fiscal exigido por Estados Unidos, la AFIP recibiría información de residentes argentinos referida al período 2023 a partir de septiembre de 2024.

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 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 48/2023). 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 Resolución (AFIP) 3576/2013, la Administración Federal de Ingresos Públicos, en uso de la facultad que le fuera delegada, resolvió que el listado de países cooperadores (y por descarte los no cooperantes) a los fines de la transparencia fiscal podrá ser consultado en el sitio “web” de este organismo (<https://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes/>).

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, considerando todos los niveles de gobierno, inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del artículo 73 de esta ley (*i.e.* 15%).

Conforme a la presunción legal prevista en el artículo 18.2 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario 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 al 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.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR NI CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR A SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR. EN PARTICULAR, ESTE RESUMEN NO DESCRIBE NINGUNA CONSECUENCIA TRIBUTARIA CORRESPONDIENTE A LEYES PROVINCIALES, MUNICIPALES O DE JURISDICIONES IMPOSITIVAS DISTINTAS A CIERTAS LEYES FEDERALES ARGENTINAS.

Para mayor información respecto de las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, las partes interesadas pueden visitar el sitio de internet del Ministerio de Salud, <https://www.argentina.gob.ar/salud>. **La información contenida en este sitio web no forma parte del presente Prospecto.**

Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas al Emisor.

DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN

En las oficinas de la Emisora se encuentran disponibles ejemplares de los informes anuales más recientes de la Emisora.

Los inversores podrán obtener copias del presente y los suplementos que lo actualicen y modifiquen en la sede social de la Emisora, sita en Av. Córdoba 950, piso 8° C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, en su página web, o en las oficinas del agente colocador que se especifique en el Suplemento de Prospecto respectivo y podrán además ser consultados en la página de la CNV: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto y los estados financieros anuales consolidados auditados por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 y 2022 y por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022 y 2021 presentados en forma comparativa, los cuales se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la AIF en la página web de la CNV publicados bajo los ID #3061349 y #2917411, respectivamente, se considerarán incorporados a este Prospecto mediante por referencia y formarán parte integrante del mismo, de conformidad con lo establecido en el artículo 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

ADVERTENCIA AL PÚBLICO INVERSOR

La colocación de las Obligaciones Negociables en Argentina se realizará de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV aplicables y mediante los mecanismos previstos en el art. 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI y concordantes de las Normas de la CNV (formación de libro o subasta o licitación pública).

Para la colocación primaria de valores negociables podrá optarse por los mecanismos de: a) formación de libro o b) subasta o licitación pública. En cualquier caso, el procedimiento de colocación deberá asegurar la plena transparencia y quedar definido y hacerse público en todos sus extremos antes de proceder al inicio del mismo. La colocación primaria de valores negociables deberá ser llevada a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados por la CNV, previo cumplimiento de los requisitos dispuestos en las normas aplicables a los mercados.

El mecanismo de formación de libro podrá estar a cargo de agentes colocadores en el exterior cuando la colocación de los valores negociables esté también prevista en otro u otros países, siempre que se trate de países con exigencias regulatorias que cumplan (a criterio de la CNV) con estándares internacionalmente reconocidos en la materia y aseguren el cumplimiento de las disposiciones de este Capítulo en lo que resulte de aplicación. El agente colocador en el exterior deberá designar como su representante en el país a un agente de negociación y/o agente de liquidación y compensación registrado en la CNV, a los fines del ingreso de las manifestaciones de interés locales.

Independientemente del mercado seleccionado para una colocación primaria, los agentes de negociación y agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y miembros de los mercados, podrán ingresar ofertas en la subasta o licitación pública o manifestaciones de interés en el mecanismo de formación de libro. Adicionalmente a las exigencias dispuestas para los mercados, los Sistemas Informáticos de Negociación utilizados para la colocación primaria deberán contemplar las funcionalidades previstas en el art. 7, Sección II, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV.

Los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución, una vez que los valores negociables ingresan en la negociación secundaria, podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de dichos valores, únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación por interferencia de ofertas que aseguren la prioridad precio tiempo, garantizados por el mercado y/o la cámara compensadora en su caso. En este marco, se deberán seguir las siguientes condiciones:

- a) El prospecto correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones.
- b) Las operaciones podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión.
- c) Las operaciones no podrán extenderse más allá de los primeros 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria del valor negociable en el mercado.
- d) Podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien los valores negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública.
- e) Ninguna operación de estabilización que se realice en el período autorizado podrá efectuarse a precios superiores a aquellos a los que se haya negociado el valor en cuestión en los mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución.
- f) Los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

ANEXO A

GLOSARIO DE CIERTOS TÉRMINOS DE HIDROCARBUROS Y OTROS TÉRMINOS Y TABLA DE CONVERSIÓN

Salvo que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

“b”	Mil millones.
“MBTU”	Millones de Btu (British Thermal Units), Unidad térmica británica: Unidad de energía equivalente a 251.995,8 kcal.
“condensado”	Hidrocarburos líquidos, que se producen con gas, y líquidos derivados del gas.
“gas”	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases que consisten principalmente en metano que a condiciones atmosféricas normales se encuentra en estado gaseoso.
“GLP”	Hidrocarburos de gas liviano de petróleo licuado consistentes principalmente en propano y butano que se encuentran en estado líquido bajo presión o a temperatura normal.
“GNL”	Gas natural licuado.
“GWh”	Gigavatios por hora.
“M”	Mil.
Mbbl	Miles de barriles.
“MW”	Megavatios.
“petróleo”	Petróleo, incluido el condensado.
“operador”	La empresa designada por un consorcio o unión transitoria de empresas para conducir las operaciones.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Emisora y difiere de la definición de la <i>Securities and Exchange Commission</i> , de los Estados Unidos de América, que considera que un pozo en exploración es

cualquier pozo que no sea un pozo en desarrollo.

“pozo en desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo y gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe que es productivo.
“pozo en producción”	Un pozo en exploración o desarrollo que se encuentra activo.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo respecto del cual se ha determinado que es incapaz de producir hidrocarburos en cantidad suficiente para justificar la terminación.
“reacondicionamiento”	Trabajo importante de reparación realizado en pozos de petróleo y/o gas. El reacondicionamiento puede incluir la reparación de entubados o de cañerías, cementación forzada, cementación de fondo o estimulación (fracturación, acidización u otra).
“recursos”	Los “recursos” son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación. Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son recursos. En el futuro, estos recursos pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.
“recursos contingentes”	<p>Los “recursos contingentes” son aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas, a una determinada fecha, a ser potencialmente recuperadas de acumulaciones conocidas mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, pero que no son actualmente consideradas a ser comercialmente recuperadas debido a una o más contingencias.</p> <p>1C: es considerada una estimación baja de los recursos contingentes.</p> <p>2C: es considerada la mejor estimación de los recursos contingentes.</p> <p>3C: es considerada una estimación alta de los recursos contingentes.</p>
“recursos prospectivos”	Los “recursos prospectivos”: son aquellas cantidades

estimadas de hidrocarburos, a una determinada fecha, que son potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

Low: es considerada una estimación conservativa de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

Best: es considerada la mejor estimación de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

High: es considerada una estimación alta de los volúmenes que serán efectivamente recuperados de la acumulación por proyecto.

“reservas”

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

“reservas desarrolladas”

Las “reservas desarrolladas” son aquellos volúmenes que se prevé serán recuperados de pozos y con las instalaciones existentes.

“reservas no desarrolladas”

Las “reservas no desarrolladas” son aquellos volúmenes que se prevé serán recuperados con inversiones futuras.

“reservas posibles”

Las “reservas posibles” son aquellas “reservas no comprobadas” que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las “reservas probables”.

“reservas probables”

Las “reservas probables” son aquellas “reservas no comprobadas” que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos ciertas que las “reservas comprobadas”, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

“superficie desarrollada”

Superficie dentro de los límites de un yacimiento en la cual se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.

“yacimiento”

Un área de exploración o producción de petróleo y gas. Un yacimiento puede incluir uno o varios yacimientos.

Tabla de Conversión

1 barril = 42 galones estadounidenses
= 0,159 m³

1 barril de petróleo = 1 barril de equivalente de petróleo

1 barril de equivalente de petróleo = 5.800 pies cúbicos de gas

Antes del 1° de enero de 2005:

1 barril de equivalente de petróleo = 1,446 barriles de GLP

A partir del 1° de enero de 2005:

1 barril de equivalente de petróleo = 1 barril de GLP

ANEXO B

GLOSARIO DE CIERTOS TÉRMINOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Salvo que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

“ciclo combinado”	Operación de una turbina de gas con recuperación de la energía contenida en sus gases de escape en una caldera de recuperación cuyo vapor generado es enviado a una turbina de vapor.
“ciclo simple equivale a ciclo abierto”	Operación de una turbina de gas sin recuperación de la energía contenida en sus gases de escape.
“fuego suplementario”	Combustible (en este caso gas natural) adicionado a través de quemadores en la caldera de recuperación a los gases de escape de la turbina de gas a los fines de incrementar la producción de vapor de la caldera y como consecuencia incrementar también la generación de energía en la turbina de vapor.
“GW”	Gigavatios (1 Gigavatio = 1000 Megavatios), unidad de potencia o capacidad.
“GWh”	Gigavatios x hora (1 Gigavatio x hora = 1000 Megavatios x hora), unidad de potencia o capacidad.
“kV”	Kilovoltios, unidad de tensión.
“kW”	Kilovatio, unidad de potencia o capacidad.
“MW”	Megavatios, unidad de potencia o capacidad equivalente a 100 kW.
“MWh”	Megavatios por hora, unidad de energía o generación.
“turbogenerador de gas”	Turbina de gas.
“turbogenerador de vapor”	Turbina de vapor.
“subestación”	Estación de maniobras mediante la cual los diferentes turbogeneradores pueden ser conectados a las diferentes líneas de transmisión.

EMISORA

Capex S.A.

Av. Córdoba 950, 8° piso, oficina "C",
C1054AAV, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA PARA EL PROGRAMA

Salaverri | Burgio | Wetzler Malbrán

Av. Del Libertador 602 – Piso 3
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Bouchar 557 - Piso 8 (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

La fecha de este Prospecto es 21 de julio de 2023

A handwritten signature in black ink, consisting of stylized initials and a surname, located in the lower right quadrant of the page.