

PROSPECTO DE PROGRAMA



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 US\$ 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 US\$ 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 sus clases emitidas en circulación a la fecha de este Prospecto cuentan con ciertas calificaciones de riesgo detalladas en la sección “Calificaciones” del 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.

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/

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 27 de agosto de 2025

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	17
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EN QUE CAPEX DESARROLLA SU ACTIVIDAD	22
DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE CAPEX	99
POLÍTICAS DE LA EMISORA	166
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	173
RESUMEN DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	185
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	189
ANTECEDENTES FINANCIEROS	212
INFORMACIÓN ADICIONAL	214
DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN	261
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	298
ADVERTENCIA AL PÚBLICO INVERSOR	299
	300

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 24 de julio de 2025, y por acta de delegado de la Sociedad de fecha 27 de agosto de 2025. 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 “ARCA” se refiere a la Agencial de Recaudación y Control Aduanero (sucesora de la Administración Federal de Ingresos Públicos o “AFIP”); 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. “Boletín Oficial” y “BO” se refieren al Boletín Oficial de la República Argentina.

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, oficina C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina 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 “*Reseña 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) aumento de la inflación;
- (3) fluctuación del tipo de cambio, incluida una significativa devaluación del Peso;
- (4) controles de cambio, restricciones a las transferencias al extranjero y restricciones a las entradas y salidas de capital;
- (5) políticas y regulaciones gubernamentales existentes y futuras en la República Argentina y en mercados en donde la Emisora opere;
- (6) incertidumbre respecto a la estimación de reservas y la capacidad de la Emisora de descubrir o adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas de hidrocarburos;
- (7) incertidumbre o inhabilidad de renovar las concesiones de la Emisora;
- (8) cambios en el precio de la energía eléctrica, del petróleo, del gas y de los derivados del gas;
- (9) volatilidad en los mercados en los que operamos;

- (10) la disponibilidad de financiación en condiciones razonables;
- (11) variaciones en los mercados de capitales que afecten las posibilidades de otorgar préstamos o de invertir en compañías argentinas;
- (12) 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;
- (13) nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;
- (14) 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;
- (15) regulaciones ambientales, incluyendo la exposición a riesgos a partir de la manipulación de materiales peligrosos;
- (16) el aumento de costos;
- (17) 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;
- (18) riesgos inherentes a la demanda, venta, y capacidad de transporte de la energía eléctrica;
- (19) competencia en el sector energético argentino, como resultado de la construcción de nueva capacidad de generación;
- (20) riesgos inherentes a las condiciones contractuales bajo las que Capex desempeña su actividad;
- (21) 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 aquellas 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.

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 por, entre otras, 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, el Decreto N° 27/2018, la Ley N° 27.446 y la Ley N° 27.739 (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.

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, al suprimirse la exigencia de que para que se configure el lavado no se hubiera participado del delito previo. Asimismo, con la reforma de la Ley 27.739 se reemplaza el monto fijo (anteriormente previsto en \$300.000) que funciona como umbral para la aplicación del tipo de lavado de activos básico por una suma variable, establecida en 150 salarios mínimos vitales y móviles (equivalente a \$ 48.300.000 a agosto de 2025, de acuerdo con la Resolución 5/2025), entre otras modificaciones.

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”), actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Justicia de la Nación, 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:

1. El delito de lavado de activos previsto en el artículo 303 del Código Penal, preferentemente provenientes de la comisión de:
 - a) Delitos relacionados con el tráfico y comercialización ilícita de estupefacientes, previstos en la Ley 23.737 o la que en el futuro la reemplace;
 - b) Delitos de contrabando, especialmente en los supuestos agravados, previstos en la Ley 22.415 o la que en el futuro la reemplace;
 - c) Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita calificada en los términos del artículo 210 bis del Código Penal;
 - d) Delitos cometidos por asociaciones ilícitas en los términos previstos en el artículo 210 del Código Penal, organizadas para cometer delitos con fines políticos o raciales;
 - e) Delito de fraude contra la Administración Pública previsto en el artículo 174, inciso 5 del Código Penal;
 - f) Delitos contra la Administración Pública previstos en los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal;
 - g) Delitos de prostitución y corrupción de menores y pornografía infantil, previstos en los artículos 125, 125 bis y 128 del Código Penal;
 - h) Delitos cometidos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal;
 - i) Delito de financiación del terrorismo previsto en el artículo 306 del Código Penal;
 - j) Delito de extorsión previsto en el artículo 168 del Código Penal;
 - k) Delitos del Régimen Penal Tributario aprobado por el Título IX de la ley 27.430 o la que en un futuro la reemplace;

l) Delitos de trata de personas previstos en los artículos 145 bis y 145 ter del Código Penal;

m) Delitos contra la salud pública y que afecten el medioambiente previstos en los artículos 200, 201, 201 bis y 204 del Código Penal, y los previstos en las Leyes 24.051 y 22.421;

n) Delito de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva previsto en el artículo 306, inciso f), del Código Penal.

2. El delito de financiación del terrorismo previsto en el artículo 306 del Código Penal.

3. El delito de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva previsto en el artículo 306, inciso f), 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° 156/2018, N° 14/2023, N° 56/2024, 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, conforme fuera modificada por la Resolución N° 192/2024, 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 que incluye la previsión de 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 artículo 1 del Decreto N° 603/2024).

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° 117/19, N° 14/2023, N° 84/2023, N° 126/2023, N° 56/2024 y 132/2024, entre otras (la “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.

A su vez, 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” 6355, 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, 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, conforme fuera modificada por la Resolución N° 66/2023, mediante la cual incorporó 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, 78/2023, 84/2023, 126/2023 y 132/2024, 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, N° 966/2023, N° 973/2023 y N° 1026/2024 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 cuotapartes 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, conforme fuera modificada, 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.

A su vez, con fecha 11 de abril de 2022 la UIF emitió la Resolución 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. Posteriormente, mediante la Res UIF 84/2023, la Unidad de Información Financiera actualizó los umbrales establecidos para los diferentes sectores regulados, a los efectos de mejorar la efectividad del Sistema de Prevención de LA/FT de la República Argentina y actualizar la normativa de aplicación a cada sector, estableciendo un mecanismo de actualización automático adoptando como parámetro el salario, mínimo vital y móvil. Dichos umbrales fueron a su vez actualizados por la Resolución UIF 78/2025.

Con fecha 2 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial 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. Posteriormente dicha resolución fue modificada por las Resoluciones N° 56/2024, N° 199/2024 y N° 78/2025.

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, y conforme fuera modificada por la Resolución N° 56/2024 descripta más adelante, 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.

El 14 de julio 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.

Posteriormente, el 1 de septiembre de 2023 se publicó la Resolución N° 169/2023, conforme fuera adecuada por la Resolución N° 177/2023, estableciendo nuevos requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que las sociedades de capitalización, de ahorro, de ahorro y préstamo, de economía, de constitución de capitales u otra determinación similar o equivalente, que requieran bajo cualquier forma dinero o valores al

público con la promesa de adjudicación o entrega de bienes, prestaciones de servicios o beneficios futuros, comprendidas en el artículo 9° de la Ley N° 22.315, 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.

En complemento, el 8 de enero de 2024, se publicó la Resolución UIF N° 1/2023, estableciendo nuevos 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 2 y 11 de la Ley N° 25.246, 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.

También con fecha 8 de enero de 2024, se publicó la Resolución UIF N° 2/2023 que establece 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 inciso 10 de la Ley N° 25.246 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.

Por su parte, con fecha 15 de marzo de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.739, que introduce modificaciones al Código Penal y reforma el sistema de prevención del Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva (“LA/FT/PADM”). Dentro de las modificaciones al Código Penal, se destacan: (i) la ampliación del alcance de tipo penal de lavado de activos y el de financiación del terrorismo; (ii) la introducción del tipo penal de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva; y (iii) la extensión de los agravantes por terrorismo a delitos tipificados en leyes especiales o en leyes que incorporen al derecho interno tipos penales previstos en convenciones internacionales vigentes ratificadas en la República Argentina.

Dicha ley también crea (i) un registro público de beneficiarios finales, a través del cual la AFIP centralizará la información adecuada, precisa y actualizada, referida a las personas humanas que revistan el carácter de beneficiario final; y (ii) un registro de proveedores de servicios de activos virtuales (PSAV), a través del cual la CNV centralizará la información referida a aquellas personas humanas y jurídicas que revisten el carácter de PSAV.

Con fecha 19 de marzo de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución UIF N° 47/2024, mediante la cual la UIF introduce modificaciones en lo que respecta al Sistema de Reporte de Operaciones. En este sentido incorpora entre los requisitos para la registración de los Sujetos Obligados, la certificación expedida por el Registro Nacional de Reincidencia sobre antecedentes penales de los miembros del órgano de administración y de los beneficiarios finales. Asimismo, incluye un procedimiento para gestionar la baja como Sujeto Obligado.

Por su parte, con fecha 26 de marzo de 2024 se publicó la Resolución N° 56/2024, conforme fuera modificada por las Resoluciones N° 199/2024 y N° 200/2024, mediante la cual se reemplaza la definición de “Operaciones Sospechosas” y se redefine el concepto de “Operaciones inusuales”. Además, modifica los plazos de presentación de los ROS e introduce el Reporte de Operación Sospechosa de proliferación de armas de destrucción masiva.

Con fecha 6 de diciembre de 2024, mediante la Resolución N° 192/2024, la UIF modifica el marco regulatorio vigente emitido sobre el régimen de PEP, en concordancia con los estándares, las buenas prácticas, guías y pautas internacionales actualmente vigentes, conforme las recomendaciones emitidas por el GAFI, a fin de dar claridad al sistema y establecer de manera concreta quiénes son aquellos que ejercen “funciones públicas prominentes”, y por ello, se encuentran alcanzados por el régimen de PEP.

El 18 de diciembre de 2024, la UIF emitió la Resolución N° 199/2024 con el objetivo de establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT/PADM que los Sujetos Obligados incluidos en el artículo 20 incisos 1 y 2 de la Ley N° 25.246 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/PADM.

Por último, en la misma fecha, mediante la Resolución UIF N° 200/2024, se establecieron las obligaciones que los emisores, operadores y proveedores de servicios de cobros y/o pagos y los proveedores no financieros de crédito, deberán cumplir para administrar y mitigar los riesgos de LA/FT/PADM.

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 JUSTICIA 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 inscrita 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 inscrita 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. La producción de gas atraviesa un proceso de agregado de valor en el cual se separan los líquidos del gas seco, lo que da como resultado GLP. A través de la licuefacción, obtenemos propano y butano, que se venden por separado en los mercados local e internacional, así como nafta estabilizada, que se mezcla con nuestra producción de petróleo para su comercialización.

Históricamente, la producción de gas seco de la Compañía ha sido utilizada como combustible por la Central Térmica de Ciclo Combinado Agua del Cajón (“Central Térmica Agua del Cajón”), que tiene una potencia instalada de 672 MW (ISO) para generar energía eléctrica. Cambios recientes en el marco regulatorio del sector eléctrico le permiten a la Compañía vender este gas a terceros o utilizarlo como combustible en la Central Agua del Cajón para la generación de energía eléctrica.

Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico S.A. (“Hychico”), EG WIND S.A. (“E G WIND”) y 4Solar S.A. (“4Solar”), la Sociedad comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo la generación eólica y solar, y la producción de hidrógeno y oxígeno.

La Sociedad inició su negocio de exploración y producción de petróleo y gas en 1991 con la adquisición del yacimiento Agua del Cajón (“Agua del Cajón”), ubicado en la provincia de Neuquén. 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 (comercialmente identificada como “Área Río Negro Norte”), La Yesera y Puesto Zuñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste ubicada en la Provincia de Neuquén (área de exploración dada de baja); y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste - Bloque I, 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. Además, y en línea con la estrategia de la Compañía de expansión del negocio de petróleo y gas, desde 2023 hemos iniciado el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta, dentro del yacimiento Agua del Cajón. Como parte de esta estrategia de desarrollo de la formación Vaca Muerta, hemos celebrado acuerdos de Farm-Out con Trafigura Argentina S.A. (“Trafigura”) y Schlumberger Argentina S.A. (“Schlumberger”) para el desarrollo de hasta doce pozos horizontales. Recientemente, la Sociedad incorporó un permiso de exploración en el área Cinco Saltos Norte en la provincia de Río Negro.

Las estimaciones más recientes de reservas totales fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer and MacNaughton Corp al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System* (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* fueron de 11.080,5 miles de metros cúbicos de petróleo y C5+, 4.878,9 millones de metros cúbicos de gas comercial y 302,6 mil toneladas de GLP. Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025, los ingresos y utilidades brutas de la Compañía ascendieron a Ps. 407.153 millones (equivalente a US\$ 347,99 millones) y Ps. 106.530 millones (equivalente a US\$ 91,05 millones), respectivamente, comparado con los ingresos y utilidades brutas de Ps. 488.327 millones (equivalente a US\$ 417,37 millones) y Ps 213.699 millones (equivalente a US\$ 182,65 millones) en 2024. Se aclara que los números informados en Dólares no fueron auditados 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, Bella Vista Oeste, Puesto Zúñiga, Parva Negra Oeste y Cinco Saltos Norte.

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 U\$S26 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 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.

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 1º 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.

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 US\$ 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 27,4 millones (también se comprometieron inversiones contingentes, sujetas a ciertas condiciones, por un monto de USD 8,2 millones); y 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 6,9 millones (también se comprometieron inversiones contingentes, sujetas a ciertas condiciones, por un monto de USD 18,5 millones); y un bono de prórroga de USD 0,9 millones y un aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de USD 0,3 millones. 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.

Conforme se menciona 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 EG 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. E G 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). Una vez cumplido el compromiso de inversión inicial, si se realizaban inversiones adicionales por US\$ 70,0 millones, Capex, a su sola discreción, en asociación con PMC en su calidad de único titular del área, podía continuar operando la misma, manteniendo la participación en el *joint venture* por un período adicional de 20 años. Con fecha 6 de noviembre 2023, la Autoridad de Aplicación dio por cumplidas las inversiones en el Plan de Exploración y el Plan Trienal como así también las inversiones adicionales por el que se ha registrado el nuevo vencimiento de la concesión al 1 de noviembre de 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 ya había cumplido 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, y con vencimiento 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. Habiendo cumplido con las inversiones comprometidas y transcurrido el primer período exploratorio sin el hallazgo de hidrocarburos comercialmente explotables, la Sociedad ha optado por no continuar con el segundo período exploratorio, dando por terminado el contrato conforme los términos y condiciones, dando de baja al 30 de abril de 2024 las inversiones realizadas por Ps. 65.386,1 millones.

Con fecha 19 de noviembre de 2019, 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. La Compañía participó de una litación presentando una oferta el 28 de noviembre de 2019, que consistió en una inversión aproximada de US\$ 7.1 millones a ser ejecutados durante el primer período de exploración.

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%.

El 4 de julio de 2023 celebramos un Contrato de Farm-Out con Trafigura para el desarrollo de hidrocarburos en la formación de Vaca Muerta, dentro del campo Agua del Cajón. En virtud de este acuerdo, Trafigura se comprometió a participar con Capex en el desarrollo de cuatro pozos y tendrá derecho, durante un período de 30 meses, a participar en doce pozos adicionales. Por dicha participación, Trafigura aportará el 30% de la inversión en los pozos en los que participe y, a su vez, tendrá derecho a la producción resultante de dichos pozos durante un período de doce años.

Adicionalmente, la Sociedad celebró otros contratos con Trafigura, incluyendo un Acuerdo de Operación Conjunta y un Acuerdo de Unión Transitoria. En virtud de estos acuerdos, Trafigura abonará ciertos montos relacionados con el acceso a los pozos en los que participe, una regalía sobre su producción y los costos operativos.

En el marco de los acuerdos celebrados con Trafigura, el 21 de noviembre de 2024 suscribimos un Acuerdo Técnico de Activos con Schlumberger, conforme al cual Schlumberger asumió el compromiso de participar en el desarrollo de cuatro pozos junto con Capex y Trafigura, y tendrá el derecho, por un período de 30 meses, a participar en ocho pozos adicionales. Schlumberger contribuirá con el 19% de la inversión en los pozos en los que participe mediante la provisión de servicios y, a su vez, tendrá derecho a la producción resultante de dichos pozos por un período de doce años. Asimismo, Trafigura y Schlumberger abonarán ciertos montos relacionados con el acceso a los pozos en los que participe, una regalía sobre su producción y los costos operativos.

Con fecha 10 de noviembre de 2023, el Grupo adquirió el 100% de las acciones de la sociedad 4SOLAR S.A. (Capex 95% / Hychico 5%). La actividad principal de la sociedad es el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables. 4SOLAR obtuvo de parte de CAMMESA las asignaciones de “prioridad de despacho” en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para los futuros proyectos de su propiedad hasta 20 MW, lo cual significa que en el caso de restricciones de transporte que no permitan despachar la totalidad de la energía renovable, las centrales con prioridad despachan primero y por lo tanto, CAMMESA restringe proporcionalmente a las centrales sin prioridad. Con este proyecto, el Grupo desarrolló su primer Parque Solar, llamado “La Salvación”, en la zona de Quines, San Luis. El parque tiene una potencia instalada de 20 MW y está compuesto por 40.338 paneles solares de 600W de potencia, 76 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas.

4SOLAR obtuvo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial del 50% de capacidad de generación y en el mes de julio de 2025 se habilitó el 50% restante. Dicha central genera energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada es evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realiza mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista. Actualmente, se cuenta con contratos de provisión por un plazo promedio de 5 años firmados con Arcos Dorados S.A., Sika Argentina S.A., Autobat S.A.C.I e Interpack S.A., entre otras.

Luego de haber llevado a cabo una iniciativa privada, el 6 de diciembre de 2024 la Sociedad se presentó a la licitación nacional e internacional para el área no convencional de Cinco Saltos Norte, ofreciendo un plan de inversión de US\$ 6,85 millones, con un compromiso de inversión mínima de US\$ 5,6 millones. Este plan contempla la perforación de un pozo horizontal de 1.500 metros de rama lateral hacia la formación de Vaca Muerta. El 20 de marzo de 2025, se publicó el Decreto N° 197/25 por el cual la Provincia de Río Negro adjudicó a Capex el permiso de exploración sobre el Área No Convencional de Cinco Saltos Norte para el Primer Periodo Exploratorio, por un plazo de tres años. Si se descubren hidrocarburos comercialmente explotables, la Sociedad podrá solicitar una concesión de explotación conforme a la Ley de Hidrocarburos.

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, incluso, implicando subsidios cruzados.

La Ley de Hidrocarburos Argentina

La industria de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra principalmente regulada, a nivel federal, por la Ley de Hidrocarburos la cual fue dictada en el año 1967 y modificada -entre otras normas- por las Leyes N° 26.197, en el año 2007, N° 27.007, en el año 2014 y N° 27.742 en el año 2024. Esta normativa establece un marco regulatorio para promover la exploración, explotación y comercialización de recursos hidrocarburíferos, tanto convencionales, como no convencionales. Las reformas introducidas permiten, entre otras cosas, la flexibilización de los plazos de concesión, la incorporación de figuras específicas para hidrocarburos no convencionales, y el otorgamiento de incentivos a la inversión y a la exportación sin restricciones vinculadas al abastecimiento del mercado interno. Asimismo, el sector se encuentra regulado por la Ley N° 24.076 (la “Ley de Gas Natural”) dictada en el año 1992 en el marco de una política de privatización de empresas públicas, y que estableció -en lo sustancial- las bases para la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que fueron declarados servicio público.

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. Bajo esta ley, las autoridades competentes federales y/o provinciales pueden otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, autorizaciones de transporte y almacenamiento, y licencias para el procesamiento de hidrocarburos, de acuerdo con los requisitos y condiciones establecidos.

Quienes sean titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, los cuales serán adjudicados mediante procedimientos de selección competitivos, 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.

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”). ENARSA ha sido declarada una empresa “sujeta a privatización” por la Ley N.º 27.742 en julio de 2024. Con fecha 24 de abril de 2025, mediante el Decreto 286/2025, el Poder Ejecutivo dio inicio al proceso de privatización de ENARSA.

Conforme el Decreto N° 50/2019 y sus modificaciones, la autoridad de aplicación en materia de hidrocarburos es la Secretaría de Energía, la cual actualmente 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.

Dicho régimen fue restablecido mediante el Decreto N° 461/2023, con el objeto de seguir promoviendo el abastecimiento interno de combustibles líquidos a través de incentivos fiscales aplicables a importaciones de gasoil y naftas, así como a transferencias de crudo hacia refinerías.

En este marco, la Resolución N° 952/2023 de la SE prorrogó la aplicación del régimen para las operaciones de importación de gasoil grado dos (2) y grado tres (3) realizadas entre el 1° y el 30 de noviembre de 2023, inclusive, manteniendo las condiciones establecidas por la normativa previamente citada.

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. Asimismo, a partir de la entrada en vigencia del decreto, los entonces miembros del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos en sus funciones hasta la finalización de la intervención regulatoria del organismo. Dicha intervención ha sido objeto de sucesivas prórrogas, la más reciente fue dispuesta mediante el Decreto N° 370/2025, publicado en el Boletín Oficial el 30 de mayo de 2025, que prorrogó la intervención hasta el 9 de julio de 2026. El 18 de diciembre de 2023, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) N° 55/23, se declaró la emergencia del sector energético nacional, abarcando los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Dicha declaración fue prorrogada en distintas oportunidades, y al igual que la intervención, su última prórroga fue establecida por el Decreto 370/2025, extendiéndose hasta el 9 de julio de 2026.

En el marco del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral (“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 202 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.

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. Desde entonces, las modificaciones tarifarias han sido frecuentes en los últimos años.

Se instruyó a la SE a implementar medidas para sancionar precios en condiciones de competencia y libre acceso, y mantener, en términos reales, los niveles de ingresos para garantizar la prestación de servicios públicos. También se iniciaron procesos de RTI para transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, no pudiendo excederse la entrada en vigencia más allá de fin de 2024. En este contexto, el ENRE realizó una audiencia pública para tratar la adecuación tarifaria y el índice de actualización mensual. A través de las Res. ENRE N° 227/25 y 231/25, se establecieron incrementos de 20,48% respecto de los valores vigentes a noviembre de 2024 para Transener y Transba, respectivamente, aplicables a partir de abril de 2025.

Declaración de Emergencia por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 - Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N.º 70/2023, publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materias económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.

En lo que respecta a la industria del gas, el DNU autoriza a la Secretaría de Energía a redefinir la estructura de subsidios vigente para garantizar el acceso de los usuarios finales al consumo básico y esencial de gas natural, conforme a las Leyes N.º 17.319 y 24.076, y sus modificatorias.

Este beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo familiar, ya sea de manera individual o conjunta, para los servicios de electricidad y gas natural, conforme lo establezcan las disposiciones reglamentarias. Para el cálculo del costo del consumo básico, se tomarán en cuenta las tarifas vigentes en cada punto de suministro. El objetivo es implementar la segmentación en la asignación de subsidios a los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural por red.

La Secretaría de Energía está facultada para definir los mecanismos específicos para la asignación y percepción efectiva de los subsidios por parte de los consumidores, estableciendo las funciones y tareas obligatorias de los distintos entes públicos, concesionarios y demás actores involucrados en los sistemas de servicios públicos, en su carácter de responsables primarios.

En consecuencia, mediante el Decreto N.º 465/2024, publicado en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2024, la Secretaría de Energía dispuso la reestructuración de los regímenes nacionales de subsidios energéticos a fin de garantizar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un sistema que permita: (i) trasladar a los usuarios los costos reales de la energía; (ii) fomentar la eficiencia energética; y (iii) asegurar el acceso de los usuarios residenciales vulnerables al consumo esencial de electricidad, gas por red y gas envasado. Se ha establecido un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, que se desarrollaría entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2024. Posteriormente, mediante la Resolución 384/2024, se amplió el Período de Transición hasta el 9 de mayo de 2025, y el Decreto 370/2025 extendió ese plazo hasta el 9 de julio de 2026, manteniendo la emergencia del sector y la intervención del ENRE y ENARGAS.

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 en su artículo 1 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. Sin embargo, dicho artículo fue derogado por la Ley de Bases. Asimismo, el artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, también fue modificado por dicha ley, 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

No obstante que en la sección siguiente (*Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley de Bases*) se describen las últimas modificaciones introducidas a la Ley de Hidrocarburos, por su relevancia deben ser puestas de relieve las modificaciones que introdujera en su momento la Ley N° 27.007, la cuales significaron un profundo cambio en la industria. 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 gobierno Argentino. 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.

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.

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 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.

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.

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 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.

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, 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 empresarial; 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. Asimismo, 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. Es importante señalar que, de conformidad con la Ley de Bases, las concesiones de transporte se sustituyen por “autorizaciones” y se modifican numerosos artículos de acuerdo con esta categoría incorporada.

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.

Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley de Bases

El 8 de julio de 2024 fue sancionada la Ley de Bases, por medio de la cual el Gobierno Nacional introdujo modificaciones a la Ley de Hidrocarburos. Las modificaciones más significativas de la Ley de Bases sobre la Ley de Hidrocarburos son las siguientes:

- Se reemplazan las concesiones de transporte por “autorizaciones” y se incluye el “procesamiento” y el “almacenaje” como actividades objeto de la ley. En función de ello, muchos arts. únicamente se modifican en concordancia con estas categorías incorporadas.
- A las actividades enunciadas en el actual art. 2 de la ley (explotación, industrialización, transporte y comercialización) se agregan las relativas al procesamiento y almacenaje de hidrocarburos a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas.
- En cuanto al objetivo principal de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país (art. 3 de la ley), el proyecto agrega aquellos dispuestos por el art. 3° de la Ley N° 26.741, así como el de maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos.
- La modificación del art. 4 establece que el Poder Ejecutivo (se agrega nacional o provincial) podrá otorgar permisos de exploración y concesiones en relación con las actividades enumeradas en el art. 2. Se hace hincapié en el derecho a transportar, comercializar, procesar e industrializar hidrocarburos y derivados libremente, conforme reglamentación del Poder Ejecutivo Nacional. Éste no podrá intervenir o fijar precios de comercialización en el mercado interno.
- Los arts. 6 y 7 en su nueva redacción contemplan los siguientes aspectos relevantes: (i) Derecho a transportar, comercializar, industrializar hidrocarburos y derivados libremente, conforme reglamentación del Poder Ejecutivo Nacional. Este no podrá intervenir o fijar precios de comercialización en el mercado interno, y; (ii) El comercio internacional de hidrocarburos se realizará libremente sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía (que solo podrá ser formulada dentro de los 30 días a partir de su conocimiento de las exportaciones y fundada en motivos técnicos o económicos), y estará a cargo del Poder Ejecutivo nacional establecer el régimen de importación y exportación de los hidrocarburos y sus derivados asegurando el cumplimiento del objetivo enunciado por el art. 3 y lo establecido en el art. 6 de la ley.
- En cuanto a las concesiones de explotación se modifica el art. 35, estableciéndose distintos plazos de vigencia —a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue—, con más los adicionales que resulten de la aplicación del art. 23 de la ley, según la siguiente clasificación: a) concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco

(25) años; b) concesión de explotación no convencional de hidrocarburos: treinta y cinco (35) años; c) concesión de explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.

- En nuevas concesiones el Poder Ejecutivo nacional o provincial, al momento de definir los pliegos de bases y condiciones, podrá determinar –de manera fundada y motivada– otros plazos de hasta diez (10) años como máximo de los plazos previstos de las concesiones de explotación, no pudiendo en ningún caso ser fijados a perpetuidad.
- Asimismo, las concesiones de explotación y concesiones de transporte que hayan sido otorgadas con anterioridad a la sanción de la ley continuarán rigiéndose hasta su vencimiento por los plazos establecidos por el marco legal existente a la fecha de aprobación de la ley.
- Por su parte, se establece que los concesionarios de explotación convencional podrán requerir la subdivisión del área y reconvertirla de convencional a no convencional, debidamente fundado, pudiendo realizarse este pedido hasta el 31 de diciembre de 2028.
- El texto del art. 43 queda modificado según los siguientes lineamientos: En cuanto a los “autorizados”, si sus instalaciones tienen capacidad vacante y no hay razones técnicas que lo impidan, deben poner a disposición de terceros y transportar o procesar hidrocarburos, al mismo precio en igualdad de circunstancias. Los autorizados a transportar hidrocarburos no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de su posición dominante en el mercado. Quienes fueren habilitados a procesar hidrocarburos deberán procesar los hidrocarburos de terceros hasta un máximo del cinco por ciento (5%) de la capacidad de sus instalaciones siempre que no se comprometa la seguridad del proceso, que las partes arriben a un acuerdo por el servicio a prestar y que el solicitante se haga cargo de los costos asociados a la conexión a la planta. Dicho porcentaje podrá incrementarse por acuerdo de partes o por la autoridad de aplicación –transcurridos cuatro (4) años desde la habilitación comercial de la planta y en caso de persistir su capacidad remanente u ociosa–. Si se tratare de plantas de procesamiento de combustible líquido, el servicio de procesamiento incluirá el servicio de almacenaje. Queda a cargo de la autoridad de aplicación reglamentar la coordinación y complementación de los sistemas de transporte.
- Se incorpora el art. 44 bis, que establece que las autorizaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural confieren el derecho de almacenar gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados, incluyendo el proceso de inyección, depósito y retiro del gas natural. Podrán ser otorgadas en áreas sujetas a permisos de exploración y/o concesiones propias, de terceros –con autorización ante la autoridad de aplicación–, y en áreas que, habiendo sido productivas ya no se encuentren sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación. Todo otro proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural que no sea realizado bajo estos supuestos no requerirá autorización.
- Por su parte, el Poder Ejecutivo podrá otorgar autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural a cualquier sujeto que cumpla con los requisitos de experiencia técnica y capacidad financiera, cuente con la conformidad del titular del permiso de exploración y/o la concesión de explotación, y se comprometa a construir a su propio costo y riesgo las instalaciones necesarias para llevar adelante la actividad de almacenaje. Las autorizaciones de almacenamiento no estarán sujetas a plazo. Por su parte, los titulares de una autorización de almacenamiento subterráneo de gas podrán solicitar autorización de transporte de hidrocarburos hasta sus instalaciones de almacenamiento, y desde estas hasta el sistema de transporte, las que tampoco estarán sujetas a plazo.
- Los autorizados no estarán obligados a almacenar gas natural de terceros; tendrán libertad para realizar la actividad en beneficio propio o de terceros, y podrán acordar libremente los precios por la venta del gas natural almacenado y por el servicio de almacenaje, incluyendo la reserva de su capacidad.
- La autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural no se encontrará sujeta al pago de bonos de explotación y no se podrá imponer pagos análogos por el otorgamiento de estas autorizaciones a través de normativa provincial.
- El gas natural utilizado en los almacenamientos subterráneos solo pagará regalías al momento de su primera comercialización –cfr. art. 59 de la Ley N° 17.319–. En el caso de almacenamiento de gas natural propio, las regalías se abonarán a los Precios al Ingreso del Sistema de Transporte (“PIST”) promedio de cuenca al momento de su producción previo a ser almacenado.
- La Ley de Bases también incorpora el art. 47 bis, el cual prohíbe que al fin de su término las concesiones de explotación existentes puedan adjudicarse sin mediar procedimiento licitatorio. Se especifica que el pliego modelo contendrá las inversiones mínimas necesarias a las que deberá comprometerse el adjudicatario y mecanismos de ajustes de las regalías. A su vez, se introduce la competencia en el valor de la regalía sobre un valor base del 15%, identificada como “15% + 'X'”, donde “X” puede ser negativo y es a elección del oferente. Agrega que la licitación correspondiente podrá realizarse con un plazo mínimo de antelación de un (1) año a su vencimiento. Por su lado, dispone que si la licitación tuviera por objeto la concesión de explotación de áreas en producción el pliego de bases y condiciones podrá establecer el valor correspondiente a las inversiones no recuperadas durante la explotación del área. El oferente podrá incluir dicho valor al momento de realizar la oferta a fin de continuar con la explotación de los pozos existentes, y dicho valor

será reconocido al titular de la concesión vencida. En caso de que el oferente no incluyera el valor mencionado en su oferta no podrá explotar los pozos existentes.

- La modificación del art. 57 establece el barril de petróleo como unidad de medida para el pago del canon a cargo del titular de un permiso de exploración –al Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda–, estableciendo un monto único para los casos de prórroga. En el caso del concesionario de explotación, también el art. 58 contempla en su modificación dicha unidad de medida.
- Se modifica el segundo párrafo del art. 91 bis, en relación a las áreas que a la fecha hayan sido reservadas por las autoridades concedentes en favor de entidades o empresas provinciales con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica, eliminándose la condición “pero que a la fecha no cuenten con contratos de asociación con terceros”, agregándose “los contratos o asociaciones con terceros que dichas entidades hubieran celebrado con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la Ley de Bases, debiendo respetarse las condiciones existentes a la fecha de su aprobación”.
- *Canon de exploración*: se establece el barril de petróleo como unidad de medida para el pago del canon a cargo del titular de un permiso de exploración –al Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda–, estableciendo un monto único para los casos de prórroga conforme a la siguiente escala: Plazo Básico: 1er. Período: el monto equivalente en Pesos de cero coma cincuenta (0,50) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado. 2do. Período: el monto equivalente en Pesos de dos (2) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado. Prórroga: el monto equivalente en Pesos a quince (15) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- *Canon de explotación*: se pagará anualmente y por adelantado al Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda, el monto equivalente en Pesos de diez (10) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área. Los cánones a pagar se ajustarán tomando como referencia el precio promedio del barril de petróleo según la cotización del 'ICE Brent Primera Línea' del primer semestre del año anterior a la liquidación. El tipo de cambio para el pago será el del Dólar divisa vendedor del Banco Nación del día hábil anterior al efectivo pago.
- *Regalías*: la regalía se determina en el proceso de adjudicación, lo que implica que no hay un porcentaje fijo establecido en el artículo. No obstante, se especifica que el Poder Ejecutivo podrá reducir la misma hasta el 5% teniendo en cuenta productividad, condiciones y ubicación de pozos. Para contratos vigentes al momento de la sanción de la ley, la regalía es la convenida previamente con el Poder Ejecutivo. No se hacen menciones a regalías adicionales por prórroga o específicas para actividades complementarias. Se elimina la condición que exigía que las áreas reservadas a entidades provinciales con participación estatal no tuvieran contratos con terceros. Ahora, se aclara que deben respetarse los contratos o asociaciones con terceros que estas entidades hayan celebrado antes de la entrada en vigencia de la nueva ley.

Además, la Ley de Bases creó el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (“RIGI”), que —entre otras disposiciones— otorga beneficios impositivos, aduaneros y cambiarios a las empresas que inviertan en proyectos dentro de determinados sectores estratégicos, siempre que cumplan con las condiciones establecidas en la propia Ley de Bases y su reglamentación. El 23 de agosto de 2024, el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto Reglamentario N.º 794/2024, mediante el cual se aprueba la reglamentación del RIGI.

Finalmente, el 28 de noviembre de 2024, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N.º 1057/2024, que reglamenta diversos aspectos de la Ley de Bases relacionados con la reforma de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural (véase “*Decreto Reglamentario N.º 1057/2024 de Implementación de la Ley de Bases*”).

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 (prorrogado por la Resolución N° 930/05) (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. El 16 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. Sin embargo, dicha resolución fue derogada mediante la Resolución N° 104/2018, publicada el 22 de agosto de 2018.

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 (ii) mantener la tarifa social creada en dichas resoluciones, en tanto y en cuanto ello resulte más beneficioso para los usuarios alcanzados por ellas.

Con respecto al régimen del gas, la Corte Suprema de Justicia de la Nación especificó que la audiencia pública siempre se debe hacer 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 N° 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 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022.

En este sentido, el ENARGAS, basándose en las tarifas de gas aprobadas por la Resolución N° 212-E/2016, dictó la Resolución N° I/4053, restableciendo a partir del 7 de octubre de 2016 el aumento transitorio de las tarifas de 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.

El Decreto N° 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 N° 91/22 y la Resolución ENARGAS N° 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.

Con la sanción de la Ley de Bases, se sustituyeron los artículos 3, 6, 24, 70 y 73, 2do párrafo de la ley N° 24.076. Asimismo, se incorpora el art. 3 bis. En cuanto a sus principales modificaciones, se destaca que en el art. 3 de la ley, si bien las

importaciones de gas natural se mantienen autorizadas sin necesidad de aprobación previa, en lo que respecta a las exportaciones se establece aquí el procedimiento para regular las exportaciones de Gas Natural Licuado (“GNL”), las que deberán ser autorizadas por la Secretaría de Energía de la Nación, dentro del plazo de ciento veinte (120) días de recibida la solicitud conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional. La mencionada reforma dispone también que dentro de los seis (6) meses desde la sanción de la Ley de Bases, la referida Secretaría realizará un estudio a los efectos de emitir una Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos en el largo plazo que contemple la suficiencia de recursos gasíferos en el país proyectada en el tiempo, y el suministro de gas natural de otros orígenes, para abastecer regularmente la demanda interna, y a la misma vez, suministrar los proyectos de exportación de GNL.

Asimismo, determina que las autorizaciones de exportación de GNL tendrán carácter firme respecto de los volúmenes de GNL autorizados durante un plazo de hasta treinta (30) años, desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción (en tierra o flotante) o sus ampliaciones o etapas sucesivas. Añade que, a los efectos del otorgamiento del permiso de exportación de GNL, no será necesario que el solicitante cuente con contratos de compraventa de GNL por la totalidad de los volúmenes y plazos solicitados. Por otro lado, se amplía el período adicional de renovación de la habilitación de diez (10) a veinte (20) años (cfr. art. 6).

El actual art. 24 impone a transportistas y distribuidores el deber de tomar los recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles, a lo que el proyecto de modificación agrega que, a tales fines –por sí o por terceros–, aquellos podrán adquirir, construir, operar, mantener y administrar instalaciones de almacenaje de gas natural, todo ello con arreglo a las limitaciones establecidas en la sección VIII de la ley.

Por último, en cuanto a los actos emanados de la máxima autoridad del ENER GAS, así como las sanciones aplicadas por dicho organismo, el proyecto establece que procede su impugnación mediante recurso directo ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación (cfr. arts. 70 y 73, respectivamente).

Por otra parte, el Decreto N.º 1060/2024, publicado en el Boletín Oficial el 2 de diciembre de 2024, declaró de interés público nacional la iniciativa privada presentada por Transportadora de Gas del Sur S.A., denominada “Ampliación de la Capacidad de Transporte de Gas Natural en la Ruta Tratayén - Litoral Argentino”. Dicha iniciativa consiste en la ejecución de las obras de expansión del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno, que se extiende desde la localidad de Tratayén, en la Provincia del Neuquén, hasta la localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, con el objetivo de incrementar la capacidad del sistema de transporte de gas natural.

Regulaciones del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”)

En febrero de 2004, el Decreto N.º 180/04 (enmendada por la Resolución N.º 657/04) (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 N.º 1146/04 y N.º 882/05 de la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N.º 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 N.º 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 detruido 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. 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.

El 3 de abril de 2024 se publicaron las Resoluciones de tarifas transitorias de Transporte N° 112 y 113/24 y de Distribución N° 114 a 123 del ENARGAS, con vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 30 de abril de 2024. Asimismo, la Resolución 224/2024 mantuvo inalterados los cuadros tarifarios vigentes desde el 3 de abril de 2024. El precio del PIST para cada categoría de usuario que se traslada a tarifa es el establecido en la Resolución 41/24 de la Secretaría de Energía y los ajustes tarifarios transitorios, basados en el Decreto DNU N° 55/2023, contemplan una readecuación inicial y ajustes mensuales, según la evolución de los siguientes indicadores: el Índice de Variación Salarial (IVS), el Índice de variación de Precios Internos al por Mayor (IPIM) y el índice de variación de los Costos de la Construcción (ICC). Se readecuaron las tarifas o márgenes de distribución, en su totalidad, como cargo fijo, independizándose de los metros cúbicos consumidos, habida cuenta que el costo de red y la mayor parte de los costos de una Distribuidora no se ven afectados en función del volumen de gas distribuido. De esta manera, se logra una factura menos variable (invierno/verano) y más previsible a lo largo del año y los cargos fijos dejan de reflejarse bimestralmente, quedando en concordancia con las facturas mensuales.

Posteriormente, el precio del PIST para cada categoría de usuario fue actualizado mediante las Resoluciones N° 93/2024, 191/2024, 232/2024, 284/2024, 18/2024, 386/2024, 602/2024/ 25/2025, 111/2025, 139/2025, 176/2025 y 228/2025.

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 vigente en relación con las tarifas aplicables al servicio de distribución de gas natural a través de redes; y (ii) los mayores costos del gas natural no contabilizado ("UNG") con respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas. Sin embargo, esta resolución fue posteriormente derogada por la Resolución N.º 24/2025, publicada en el Boletín Oficial el 31 de enero de 2025.

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 instruía realizar un mecanismo de concurso de precios en el Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima ("MEGSA") para la provisión de gas natural en condición firme para el segmento residencial, por un plazo de 12 meses contado a partir del 1 de abril de 2019. 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. Esta resolución fue posteriormente derogada por la Resolución N° 124/2018 del ENARGAS.

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 invernol, 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, 656/19, 39/2020 y 305/2020 hasta el 30 de septiembre de 2021 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.

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 (derogada por Resolución N° 27/2020), 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 de 2019, 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, 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.

Con fecha 15 de abril de 2016, mediante la Resolución 47/2016 del Ministerio de Energía y Minería, se resolvió delegar en la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del Ministerio de Energía y Minería la implementación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

Asimismo, mediante la Resolución 97/2018, publicada en el Boletín Oficial el 3 de abril de 2018, se aprobó el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, a fin de que adhieran las empresas beneficiarias.

Por medio de la Resolución 41/2024, la Secretaría de Energía estableció los nuevos precios para el gas en el PIST, que se cargará a las facturas a partir del 1 de abril de 2024. En ese sentido, teniendo en cuenta consumos promedio residenciales en los tres niveles de segmentación, el valor de consumo por gas PIST pasará de \$2.073,7 (marzo/24) a \$6.505,3 (a partir de abril/24): N1 pasará de \$2.961,3 a \$9.270,5, N2 pasará de \$838,0 a \$2.462,2, N3 pasará de \$1.975,1 a \$6.375,3.

Sobre esta base, el ENARGAS definirá los nuevos cuadros tarifarios con los valores de transporte y distribución. Además, se elimina la bonificación del precio del PIST para los sectores productivos, como comercios e industrias que tenían una bonificación en la tarifa de hasta 62%. La actualización de precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte se realiza tras la celebración de las Audiencias Públicas que se llevaron a cabo el 9 de enero y 29 de febrero de 2024.

Posteriormente el Decreto N° 465 de fecha 27 de mayo de 2024 determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía, estableciendo un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, con vigencia desde el 1° de junio hasta el 30 de noviembre del 2024. Luego a través de la Resolución N° 91 de fecha 4 de junio de 2024 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, se determinaron aspectos relativos a la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía durante el Período de Transición previsto por el Decreto N° 465/24.

Por medio de la Resolución 93/2024 se estableció el nuevo precio del gas en el PIST a partir del mes de junio de 2024 entre las sumas de 3.177 y 3.35 USD/MMBTU según la subzona tarifaria para el servicio residencial y general.

Este precio fue posteriormente modificado por las Resoluciones N° 191/2024, 232/2024, 284/2024, 18/2024, 386/2024, 602/2024, 25/2025, 111/2025, 139/2025 y 176/2025. Recientemente, a partir de la Resolución SE N° 228/2025 se fijó el precio del gas (PIST) a ser trasladados a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar a partir del mes de junio de 2025 entre las sumas de 2.922 y 3.088 USD/MMBTU según la subzona tarifaria para el servicio residencial y general.

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 MEM 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 (modificada por las Resoluciones N° 22/2014 y 139/2014) 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(modificada por las Resoluciones N° E 49/2017 y E 12/2018) 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 registró 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”), posteriormente modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022, 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 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 2° 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.

Con fecha 27 de marzo de 2024, mediante la Resolución SE 41/2024, la Secretaría de Energía estableció los precios de gas en el PIST a ser trasladados a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar, que serían de aplicación para los consumos de gas realizados: (i) entre el 1° y el 30 de abril de 2024; (ii) a partir del 1° de mayo y hasta el 30 de septiembre de 2024; y (iii) a partir del 1° de octubre y hasta el 31 de diciembre de 2024 (artículo 2°). Estos precios de gas fueron sucesivamente modificados, entre otras por las Resoluciones N° 93/2024, 232/2024, 284/2024, 18/2024, 386/2024, 602/2024, 25/2025, 111/2025, 139/2025, 176/2025 y 228/2025.

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.

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 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.

Asimismo, el 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto 277/2022, mediante el cual se aprobó el RADPIP, con el objetivo de promover la producción en el sector de hidrocarburos mediante la generación de incentivos a través del acceso a divisas sin necesidad de contar con la autorización previa del Banco Central.

Para el año 2025, el esquema tarifario ha sido establecido mediante las Resoluciones N° 916-925/2024 (aplicables a partir de enero de 2025), las Resoluciones N° 60-69/2025 (aplicables a partir de febrero de 2025), las Resoluciones N° 126-135/2025 (aplicables a partir del 5 de marzo de 2025), las Resoluciones N° 255-267/2025 (aplicables a partir del 01 de mayo de 2025) y Resoluciones N° 421-440/2025 (aplicables a partir del mes de julio de 2025).

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).

Por último, con fecha 28 de mayo de 2024, el Gobierno Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto 465/2024, con el objetivo de pasar de un régimen de subsidios generalizado en materia energética, indiscriminado, con superposiciones de subsidios (por la existencia de regímenes especiales), hacia un sistema focalizado en usuarios vulnerables y más ordenado. Para ello, se establece un período de transición de seis meses (prorrogable por otros seis más) en función de la evolución de la situación económica general y la dinámica del sector energético. En ese sentido, se hacen una serie de modificaciones del Decreto 332/2022, que estableció la segmentación según la capacidad económica de los usuarios, conocida como N1 (ingresos altos), N2 (ingresos bajos) y N3 (ingresos medios). El período de transición fue sucesivamente extendido hasta la última modificación establecida por la Resolución N° 370/2025 que estableció su vigencia hasta el 9 de julio de 2026.

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 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. Para obtener más información, véase “*Procesos Judiciales y Administrativos - a.3) Resolución SEN 77/12*”.

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, iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas.

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.

Por medio de la Resolución 41/2024 de la SE, se instruyó al ENARGAS a incluir como valor de gas propano por redes, el 25% del valor que resulte del precio calculado conforme con el procedimiento previsto en el Artículo 2° de la Resolución N° 36. Posteriormente, dicho porcentaje fue modificado la Resolución 278/2025 de la SE, que lo elevó al 40%. En consecuencia, ENARGAS procederá a incluir el nuevo precio en los cuadros tarifarios para las localidades abastecidas con propano indiluido por redes ante modificaciones en dicho precio, conforme a lo previsto en la resolución mencionada.

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.

La Secretaría de Energía de la Nación dispuso un aumento promedio del 270% en los precios máximos del Programa Hogar, tanto para fraccionadores, distribuidores y la venta al público, a través de la resolución 11/2024, publicada el 15 de febrero de 2024 en el Boletín Oficial. Además, se estableció que los cupos y aportes “serán asignados por la autoridad de aplicación en forma trimestral” en vez de anual, como se estableció originalmente en 2015.

Así, en el caso de los fraccionadores, los precios pasaron a ser de \$2.579 en la garrafa de 10 kilos, un ajuste del 270,61%, \$3.090 en la de 12 kilos, un incremento del 270,34% y \$3.866 en la de 15 kilos, un alza del 270,53%. En cuanto a los distribuidores, los aumentos fueron de 270,67% para la garrafa de 10 kilos, que pasó a costar \$ 4.524, de 270,63% para la de 12 kilos, que ahora sale \$5.429 y de 270,61% para la de 15 kilos, que está disponible a \$6.787.

Por otro lado, los precios máximos de referencia establecidos por la Resolución SE 11/2024 para el butano y el propano son de \$137.838 por tonelada, lo que implica una suba del 270,59% con relación a los valores determinados en agosto 2023.

Resolución SE 15/25

Con fecha 24 de enero de 2025, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 15/2025, mediante la cual se dispuso el inicio de un proceso de desregulación del mercado de GLP en el país, en el marco de la Ley de Bases. El objetivo citado en dicha norma es transformar dicho mercado en un modelo eficiente, competitivo y sostenible.

En concordancia con esta nueva normativa, se establecieron las siguientes disposiciones respecto del Reglamento General N° 49/2015 de la SE:

a) Modificación del apartado 1.2, que creó el Programa “Hogares con Garrafas” (HOGAR):

Se establecieron los siguientes nuevos objetivos específicos:

Establecer precios de referencia a nivel nacional para garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos.

Implementar una política de subsidios que garantice que los recursos del Estado nacional lleguen a los sectores más vulnerables de la población.

Otorgar un subsidio directo a los hogares de bajos ingresos y viviendas de uso social sin acceso al servicio de gas por redes, a fin de asegurar la adquisición de garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos.

Incorporar tratamientos diferenciales según las características del hogar y su localización.

b) Modificación del apartado 4, Parte II:

En línea con los objetivos específicos mencionados, se establece que el programa será complementado con un sistema riguroso de fiscalización y control en cada etapa de la cadena de comercialización, junto con un régimen sancionatorio.

c) Modificación de la Parte III:

Los precios de referencia para las garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos, determinados por la autoridad regulatoria, tendrán carácter orientativo para los actores del mercado, pero no serán de cumplimiento obligatorio para los operadores comerciales.

Precio de venta del productor: El precio de venta del butano, propano y/o mezclas destinadas a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos no podrá superar el precio de paridad de exportación.

d) Eliminación de la Parte V:

Se derogó la Parte V, que establecía mecanismos de compensación para los productores en función del volumen de butano y propano destinado exclusivamente al consumo doméstico en garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos.

e) Derogación de la Parte VI:

Se derogó la Parte VI, que establecía cuotas y aportes que los productores debían destinar al mercado interno.

f) Modificación de la Parte VII, estableciendo un nuevo marco para el programa:

- El modelo de comercialización se basará en una cadena de suministro estructurada que incluye a productores, comercializadores, fraccionadores, distribuidores, entidades comerciales y consumidores finales. Los operadores deberán cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por la normativa aplicable.
- Los productores deberán garantizar la disponibilidad continua y suficiente de GLP para el mercado interno, conforme lo dispuesto en el inciso b) del artículo 74 de la Ley N° 26.020.
- Los productores deberán registrar diariamente la cantidad de GLP almacenada en cada una de sus instalaciones de almacenamiento propias.
- Los fraccionadores podrán adquirir los volúmenes necesarios para sus operaciones, pero estarán sujetos a un límite denominado Volumen Máximo Permitido (VMP), determinado en función de la relación entre el stock registrado de envases habilitados de cada operador y la tasa máxima de rotación aplicable. La Secretaría de Energía publicará el VMP correspondiente a cada fraccionadora, así como información sobre el stock de envases registrado, las compras mensuales de GLP y la tasa máxima de rotación general aplicable a todas las fraccionadoras.

Finalmente, se derogó la Resolución SE N° 70/2015, que establecía los precios de referencia y los mecanismos de compensación del programa.

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.

Con fecha 12 de marzo de 2025 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 183/2025. Dicho decreto ratifica el acuerdo para el suministro de gas propano por redes en la República Argentina durante el período enero – diciembre 2024, detallando los procedimientos de compensación para las empresas productoras y permitiendo su renovación en función de las condiciones del mercado. A la fecha del presente se están conversando aún los términos una adenda al Acuerdo estableciendo su vigencia durante el período enero – diciembre 2025. Mientras tanto, se continúa con la aplicación de los términos del Acuerdo vigente durante el 2024.

Derecho de Exportación

Mediante el 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 incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el “Ice Brent primera línea” sea igual o superior a US\$60. Durante el 2024 y hasta la fecha del presente, la alícuota se mantuvo en 8%. 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.

Ante el eventual incurrimento 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 prorata parte 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. Para el período estival octubre 2023 a abril 2024, los volúmenes autorizados son de 9 millones de m3/día en Cuenca Neuquina y 2 millones de m3/día en Cuenca Austral. Durante el invierno mayo a junio 2023, el cupo fue de 5 millones de m3/día en Cuenca Neuquina, prorrateado entre los adjudicatarios de la ronda 4.2. Desde julio a septiembre de 2023 se autorizó otros 3 millones de m3/día en Cuenca Neuquina. Para el período mayo a septiembre 2024, se determinó un volumen exportable en condición firme por la Cuenca Neuquina de 5 millones de m3/día.

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 período mayo-junio de 2023, el precio mínimo es equivalente a 7,73 USD/Mmbtu. 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.

Asimismo, la Ley de Bases estableció el RIGI y, en su Título VII, prevé determinados beneficios tanto para importaciones como para exportaciones, tales como la exención de derechos de importación, tasas de estadística y de verificación de destino, y la exención de derechos de exportación, para aquellos proyectos de la industria de Oil & Gas que se adhieran al RIGI.

En particular, en lo que respecta a los derechos de exportación, las exportaciones para consumo de bienes obtenidos en el marco del proyecto promovido, realizadas por sujetos adheridos al RIGI, estarán exentas del pago de derechos de exportación a partir de los tres años contados desde la fecha de adhesión al régimen. Cabe destacar que, a los efectos de la adhesión al RIGI, la inversión mínima en activos elegibles deberá ser de: a) USD 600.000.000 para exploración y producción de (i) recursos offshore y (ii) gas destinado a exportación; b) USD 300.000.000 para transporte y almacenamiento; y c) USD 200.000.000 para procesamiento, fraccionamiento, compresión, licuefacción, refinación, petroquímica y fertilizantes.

Comercialización de Crudo en el Mercado Interno

En enero de 2017 el Estado Nacional firmó con los productores y refinadores de petróleo crudo de Argentina el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera, 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 régimen de precios de hidrocarburos establecido por el Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020.

Modificaciones introducidas por la Ley de Bases a la Ley de Gas Natural

La Ley de Bases, en su Capítulo II, sustituyó los siguientes arts. de la Ley de Gas Natural N° 24.076, a saber: 3, 6, 24, 70 y 73, 2do párrafo.

Asimismo, se incorpora el art. 3 bis. En cuanto a sus principales modificaciones, se destaca que en el art. 3 de la ley, si bien las importaciones de gas natural se mantienen autorizadas sin necesidad de aprobación previa, en lo que respecta a las exportaciones se establece aquí el procedimiento para regular las exportaciones de GNL, las que deberán ser autorizadas por la Secretaría de Energía de la Nación, dentro del plazo de ciento veinte (120) días de recibida la solicitud conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional.

Dispone también que dentro de los seis (6) meses desde la sanción de la Ley de Bases, la referida Secretaría realizará un estudio a los efectos de emitir una Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos en el largo plazo que contemple la suficiencia de recursos gasíferos en el país proyectada en el tiempo, y el suministro de gas natural de otros orígenes, para abastecer regularmente la demanda interna, y a la misma vez, suministrar los proyectos de exportación de GNL.

Asimismo, el art. determina que las autorizaciones de exportación de GNL tendrán carácter firme respecto de los volúmenes de GNL autorizados durante un plazo de hasta treinta (30) años, desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción (en tierra o flotante) o sus ampliaciones o etapas sucesivas. Añade que, a los efectos del otorgamiento del permiso de exportación de GNL, no será necesario que el solicitante cuente con contratos de compraventa de GNL por la totalidad de los volúmenes y plazos solicitados. Por otro lado, se amplía el período adicional de renovación de la habilitación de diez (10) a veinte (20) años (cfr. art. 6).

El actual art. 24 impone a transportistas y distribuidores el deber de tomar los recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles, a lo que el proyecto de modificación agrega que, a tales fines –por sí o por terceros–, aquellos podrán adquirir, construir, operar, mantener y administrar instalaciones de almacenaje de gas natural, todo ello con arreglo a las limitaciones establecidas en la sección VIII de la ley.

Por último, en cuanto a los actos emanados de la máxima autoridad del Ente Nacional Regulador del Gas, así como las sanciones aplicadas por dicho organismo, el proyecto establece que procede su impugnación mediante recurso directo ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación (cfr. arts. 70 y 73, respectivamente).

Tales modificaciones fueron reglamentadas mediante el Decreto N° 1057/2024, publicado en el Boletín Oficial el 28 de noviembre de 2024.

Decreto Reglamentario N° 1057/2024 de Implementación de la Ley de Bases

Con fecha 28 de noviembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1057/2024, mediante el cual se reglamentan diversos aspectos de la Ley de Bases vinculados con la reforma de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural, a través de tres anexos. Las principales disposiciones reglamentadas son las siguientes:

Anexo I

- El decreto hace hincapié en los principios de libre mercado, incluyendo la libre exportación, la seguridad en el abastecimiento y la adecuación de los precios internos a estándares internacionales. Los solicitantes de permisos y concesiones deberán constituir domicilio en la República Argentina y acreditar solvencia financiera, patrimonio neto y capacidad técnica.
- Se garantiza la libre exportación una vez cumplidos los requisitos establecidos. Los exportadores deberán presentar información técnica y comercial detallada; las eventuales objeciones deberán resolverse dentro de los 30 días hábiles. Si no se presentan observaciones, se emitirá el Certificado de Libre Exportación.
- El decreto detalla los mecanismos para la conversión de áreas de concesión y modalidades de explotación, permitiendo la explotación no convencional sin subdivisión del área. También se establecen requisitos de acceso abierto para la capacidad de transporte no utilizada, con excepción de ciertas instalaciones. Las autorizaciones de transporte no requerirán licitación pública y no se considerarán servicios públicos.

Anexo II

- Las personas humanas o jurídicas que participen en la industria de hidrocarburos podrán intervenir en el mercado de GNL, conforme los requisitos regulatorios aplicables. El procedimiento de exportación contempla la declaración de disponibilidad de recursos, acreditación de solvencia técnica y económica, y consistencia del proyecto. Las eventuales objeciones deberán resolverse dentro de los 120 días hábiles, tras lo cual se emitirá una Autorización de Libre Exportación con vigencia de 30 años.
- Los exportadores de GNL deberán verificar periódicamente la disponibilidad de recursos y reportar cambios significativos. Las autorizaciones podrán ser revocadas en caso de incumplimiento y los derechos podrán ser transferidos con aprobación de la autoridad competente.
- El decreto extiende el plazo de renovación de las concesiones de transporte y distribución de 10 a 20 años, debiendo presentarse la solicitud con 54 meses de antelación al vencimiento del plazo original.

Anexo III

La Secretaría de Energía coordinará con las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la elaboración de una legislación ambiental uniforme, que contemple aspectos como licencias, abandono de pozos y pasivos ambientales, a fin de asegurar una gestión responsable y sostenible del sector hidrocarburífero.

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 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 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, la Resolución (SE) 31/20 y, finalmente la Resolución (SE) N° 21/25 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 en Pesos para las ventas en el mercado spot, y sucesivamente actualizado mediante las Resoluciones N° 440/2021 y 238/2022, 826/2022, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024, 387/2024, 603/2024, 27/2025, 113/2025, 134/2025, 143/2025, 177/2025, 227/2025 y 280/2025.

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal, hasta el 31 de diciembre de 2024. Esta emergencia fue prorrogada por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1023/2024 hasta el 9 de julio de 2025, y posteriormente extendida nuevamente por el Decreto 370/2025 hasta el 9 de julio de 2026.

El Decreto N° 55/2023 —entre otras cuestiones— dispuso lo siguiente:

- En cuanto a las medidas de emergencia, instruyó a la Secretaría de Energía a elaborar, dictar e implementar un programa de acciones necesarias, con el objetivo de establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión que aseguren la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Iniciar el proceso de revisión tarifaria para los prestadores de los servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Ordenar la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024 y hasta tanto se designen nuevas autoridades en sus respectivos Directorios.

La emergencia dispuesta por el Decreto N° 55/2023 fue prorrogada hasta el 9 de julio de 2026 mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 370/2025.

Por último, la Ley de Bases promulgada el 8 de julio de 2024, en su Capítulo V, faculta al Poder Ejecutivo nacional a adecuar, dentro del plazo de emergencia de un año establecido en el art. 1°, las Leyes N° 15.336 y 24.065 y la normativa reglamentaria con los siguientes fines: (i) promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica en condiciones de seguridad y confiabilidad; (ii) asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria de la energía eléctrica; (iii) impulsar el despacho económico de las transacciones de energía sobre una base de la remuneración en el costo económico horario del sistema, teniendo en consideración el gasto marginal horario del sistema; (iv) y aquel que represente para la comunidad la energía no suministrada; (v) adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro; (vi) propender a la explicitación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y al Fisco —según corresponda—; garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; modernizar y profesionalizar las

estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico a fin de lograr un mejor cumplimiento de las funciones asignadas.

Por su parte, se dispone la reorganización del Consejo Federal de la Energía Eléctrica creado por la Ley N° 15.336, estableciéndose que se deberá considerar su funcionamiento como organismo asesor de consulta no vinculante de la autoridad de aplicación a los fines del desarrollo de la infraestructura eléctrica de jurisdicción nacional.

El 4 de julio de 2025 se publicaron en el Boletín Oficial los Decretos N° 450, 451 y 452/2025, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional avanzó en la reconfiguración del marco regulatorio energético. El Decreto 450 introdujo profundas reformas a las Leyes 15.336 y 24.065 que regulan el sistema eléctrico, incorporando nuevas figuras, redefiniendo competencias, principios tarifarios y reglas de funcionamiento del mercado, y estableciendo un período de transición de veinticuatro meses para la adecuación de la normativa complementaria. El Decreto 451, por su parte, aprobó el texto ordenado de la Ley 24.076, adaptándola a la estructura institucional creada por la Ley de Bases y reemplazando al ENARGAS por el nuevo Ente Regulador. Finalmente, el Decreto 452 formalizó la creación de dicho Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, que operará en el ámbito de la Secretaría de Energía, con plena autonomía funcional, jurídica y presupuestaria, asumiendo las funciones que hasta entonces ejercían el ENRE y el ENARGAS.

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.

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (modificado por el Decreto N° 764/2024), las responsabilidades de la SE incluyen:

- Participar en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Intervenir 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.

Luego de sucesivas prorrogas en la intervención del organismo, por medio del Decreto N° 370/2025 se prorrogó la intervención del ENRE y del ENARGAS hasta el 9 de julio de 2026.

Asimismo, conforme fuera mencionado anteriormente, mediante el Decreto N° 452/2025, publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de julio de 2025, se creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, que reemplazará al ENRE y el ENARGAS. Dicho organismo funcionará en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y llevará a cabo todas las medidas necesarias para cumplir las misiones y funciones asignadas por las Leyes Nros. 24.076 y 24.065 al ENARGAS y al ENRE, respectivamente. De acuerdo con el Decreto N° 452/2025, el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad deberá comenzar a funcionar dentro de los 180 días corridos desde la publicación del presente decreto en el Boletín Oficial, para lo cual deberá estar debidamente conformado su Directorio.

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), si bien la Resolución N° 21/2025 autorizó a los generadores térmicos del mercado spot a proveerse de su propio combustible, se contempló la posibilidad de recurrir a CAMMESA como proveedor de último recurso; 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 CAMMESA 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 CAMMESA). 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 interactúen 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 CAMMESA. 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 2023, la capacidad instalada de Argentina reportada por CAMMESA fue de 43.774 MW (+846,9 MW respecto al año 2022), compuesta por 58,1% térmica, 24,8% hidroeléctrica, 13,1% renovable y 4,0% nuclear. 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. Luego de sucesivas modificaciones, el 30 de junio de 2025 la Secretaría de Energía promulgó la Resolución N° 280/2025 la cual fijó a partir del 1 de julio de 2025, en 13.433\$/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.

Por su parte, el 27 de octubre de 2023, la SE emitió la Resolución 869/23, mediante la cual se adecuó a partir de noviembre de 2023 la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecida en la Resolución SE N° 826/2022, modificándose lo dispuesto en la Resolución SE N° 750/2023, vinculada con los esquemas de remuneración para la generación térmica, hidroeléctrica y de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales.

Finalmente, 14 de junio de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 99/2024, mediante la cual se incrementaron en aproximadamente un 25% los valores de remuneración por capacidad y energía para las transacciones correspondientes a los meses de junio y julio de 2024. A partir de las transacciones de agosto de 2024, los valores de remuneración por capacidad y energía comenzaron a actualizarse mensualmente. Las Resoluciones N° 193/2024, 233/2024 y 285/2024 establecieron incrementos del 3%, 5% y 2,7%, respectivamente, para las transacciones de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024. El 31 de octubre de 2024, la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería del Ministerio de Economía dictó la Resolución N° 20/2024, que dispuso un aumento del 6% en los valores de remuneración por capacidad y energía para las transacciones correspondientes a noviembre de 2024. Posteriormente, la Secretaría de Energía dictó las Resoluciones N° 387/2024, 603/2024

y 27/2025, que otorgaron incrementos del 5%, 4% y 4% para las transacciones de diciembre de 2024, y enero y febrero de 2025, respectivamente.

Recientemente, la Secretaría de Energía emitió las Resoluciones N° 113/2025, 143/2025, 177/2025, 277/25, 280/2025 y 331/2025 aplicables a las transacciones correspondientes a los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto de 2025, respectivamente.

Los valores establecidos por las distintas resoluciones para tecnologías con características similares a la Central Agua del Cajón (>150 MW) son los siguientes:

a) Precio base de la potencia (PreBasePot):

Tecnología / Escala	Res. 285/2024	Res. 20/2024	Res. 387/2024	Res. 603/2024	Res. 27/2024	Res. 113/25	Res. 143/25	Res. 177/25	Res. 277/25	Res. 280/25	Res. 331/25
	A partir de octubre de 2024	A partir de noviembre de 2024	A partir de diciembre de 2024	A partir de enero de 2025	A partir de febrero de 2025	A partir de marzo de 2025	A partir de abril de 2025	A partir de mayo de 2025	A partir de junio de 2025	A partir de julio de 2025	A partir de agosto de 2025
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.490.587	1.580.022	1.659.023	1.725.384	1.794.399	1.821.315	1.848.635	1.885.608	1.913.892	1.933.031	1.940.763

b) Precio para la potencia garantizada ofrecida (PrePotDIGO):

Tecnología / Escala	Res. 285/2024	Res. 20/2024	Res. 387/2024	Res. 603/2024	Res. 27/2024	Res. 113/25	Res. 143/25	Res. 177/2025	Res. 227/25	Res. 280/25	Res. 331/25
	A partir de octubre de 2024	A partir de noviembre de 2024	A partir de diciembre de 2024	A partir de enero de 2025	A partir de febrero de 2025	A partir de marzo de 2025	A partir de abril de 2025	A partir de mayo de 2025	A partir de junio de 2025	A partir de julio de 2025	A partir de agosto de 2025
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul – Ago	5.331.429	5.651.315	5.933.881	6.171.236	6.418.085	6.514.356	6.612.071	6.744.312	6.845.477	6.913.932	6.941.588
Mar – Abr – May – Sep – Oct – Nov	3.998.574	4.238.488	4.450.412	4.628.428	4.813.565	4.885.768	4.959.055	5.058.236	5.134.110	5.185.451	5.206.193

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. 285/2024	Res. 20/2024	Res. 387/2024	Res. 603/2024	Res. 27/2024	Res. 113/25	Res. 143/25	Res. 177/25	Res. 227/25	Res. 280/25	Res. 331/25
	A partir de octubre de 2024	A partir de noviembre de 2024	A partir de diciembre de 2024	A partir de enero de 2025	A partir de febrero de 2025	A partir de marzo de 2025	A partir de abril de 2025	A partir de mayo de 2025	A partir de junio de 2025	A partir de julio de 2025	A partir de agosto de 2025
	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.558	3.771	3.960	4.118	4.283	4.347	4.412	4.500	4.568	4.614	4.632

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:

Tecnología / Escala	Res. 285/2024	Res. 20/2024	Res. 387/2024	Res. 603/2024	Res. 27/2024	Res. 113/25	Res. 143/25	Res. 177/25	Res. 227/25	Res. 280/25	Res. 331/25
	A partir de octubre de 2024	A partir de noviembre de 2024	A partir de diciembre de 2024	A partir de enero de 2025	A partir de febrero de 2025	A partir de marzo de 2025	A partir de abril de 2025	A partir de mayo de 2025	A partir de junio de 2025	A partir de julio de 2025	A partir de agosto de 2025
	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]	[\$ /MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.238	1.312	1.378	1.433	1.490	1.512	1.535	1.566	1.589	1.605	1.611

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

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, financiada 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 U.S.\$ 1.000 \$/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.

El 7 de marzo de 2023, la SE a través de la Resolución N° 125/23 estableció, durante el período comprendido entre el 1 de marzo de 2023 y el 31 de marzo de 2024, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía (“PEE”) en MEM determinados para el segmento del “Nivel 2 – Menores Ingresos”, definidos por la Resolución N° 54/23, a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, cuya concesión o área de influencia se encuentre dentro de la Provincia de Mendoza, o por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, como destinada a abastecer a usuarios de pozos y sistemas de riego de parcelas afectadas a la producción agrícola de la Provincia de Mendoza.

El 2 de mayo de 2023, la SE a través de la Resolución N° 323/23 aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MEM y para el MEM del Sistema Tierra Del Fuego (“MEMSTDF”), elevada por CAMMESA, mediante la Nota P-053986-1 de fecha 12 de abril de 2023, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2023, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

El 2 de noviembre de 2023, la SE a través de la Resolución N° 884/23 aprobó la Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CAMMESA, mediante la Nota N° P-54456-1 de fecha 6 de octubre de 2023, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2023 y el 30 de abril de 2024.

El 5 de febrero de 2024, la SE a través de la Resolución N° 7/2024 aprobó la Reprogramación Estacional Verano 2023-2024, introduciendo un fuerte aumento del precio estacional para gran parte de la demanda y manteniendo los subsidios, principalmente, a la demanda residencial de menores ingresos. A pesar de ello, una porción del costo del sistema requiere la implementación de aportes del Tesoro.

Finalmente, el 28 de mayo de 2024, el Gobierno Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto 465/2024, con el objetivo de pasar de un régimen de subsidios generalizado en materia energética, indiscriminado, con superposiciones de subsidios (por la existencia de regímenes especiales), hacia un sistema focalizado en usuarios vulnerables y más ordenado. Para ello, se establece un período de transición de seis meses (prorrogable por otros seis más) en función de la evolución de la situación económica general y la dinámica del sector energético. En ese sentido, se hacen una serie de modificaciones del Decreto 332/2022, que estableció la segmentación según la capacidad económica de los usuarios, conocida como N1 (ingresos altos), N2 (ingresos bajos) y N3 (ingresos medios):

a) Se dejan sin efecto los límites respecto del precio mayorista en el componente de la energía, de N2 (40%) y N3 (80%) sobre la base del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) para trasladar, progresivamente, a los usuarios finales los precios y tarifas reales de la energía. Dichos límites del CVS impedían seguir en el sendero de corrección de precios y tarifas que impulsa este Gobierno.

b) Por ello, se faculta a la Secretaría de Energía a:

- i) Establecer bonificaciones o descuentos a los usuarios N2 (ingresos bajos) y N3 (ingresos medios).
- ii) Establecer nuevos topes de consumo máximos subsidiados para N2 y N3, corrigiendo así un grave defecto del régimen anterior que alentaba el consumo ilimitado. Los excedentes se pagarán a precio o tarifa plena, es decir, sin subsidio.

Durante dicho período de transición, se monitoreará la evolución de todas las variables en juego, cruces de información, se impulsará el reempadronamiento y la actualización del RASE (Registro de Acceso a los Subsidios Energéticos) a fin de asegurar que los usuarios estén en el segmento correspondiente según su nivel de ingresos. Mediante la Resolución N° 384/2024, esta transición fue prorrogada por seis meses adicionales, hasta el 31 de mayo de 2025 y luego sucesivamente fue extendido ese plazo hasta su última modificación mediante la Resolución N° 370/2025 hasta el 9 de julio de 2026.

Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía N° 90 de fecha 4 de junio de 2024, se dispuso la aplicación de topes a los volúmenes de consumo subsidiados en todas las categorías y segmentos residenciales, y se aplicarán descuentos o bonificaciones sobre el Precio Estacional a trasladar a los usuarios finales, estableciendo que las cantidades consumidas en exceso sean abonadas a los precios mayoristas de energía eléctrica.

El 5 de junio de 2024 a través de la Resolución SEN N° 92/2024 se aprobó la programación estacional para el período comprendido entre el 01 de junio de 2024 y el 31 de octubre de 2024.

La última programación estacional fue aprobada mediante la Resolución N° 19/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería para el período de noviembre de 2024 a abril de 2025, y fue complementada por la Resolución SE N° 26/2025, que estableció la programación definitiva para el período de febrero a abril de 2025.

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.

No obstante, la Resolución SE N° 21/2025, publicada en el Boletín Oficial el 27 de enero de 2025, introdujo modificaciones significativas a la Resolución SE N° 95/2013, entre las cuales se destacan las siguientes:

- Los generadores, autogeneradores y cogeneradores de origen térmico, hidroeléctrico o nuclear que inicien operaciones comerciales a partir del 1 de enero de 2025 quedan exceptuados de la suspensión dispuesta por la Resolución SE N° 95/2013 y, por lo tanto, están autorizados a celebrar contratos de abastecimiento de energía en el Mercado a Término (MAT).

Los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 de la Resolución SE N° 1281/2006 (Programa Energía Plus) fueron derogados.

Los contratos vigentes bajo esta modalidad continuarán realizando sus transacciones en las mismas condiciones hasta su vencimiento. La incorporación de nuevos contratos o la renovación de contratos en el Mercado a Término del MEM bajo la modalidad “Energía Plus” se mantendrá vigente hasta el 31 de octubre de 2025.

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 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 descripto en los estados contables anuales de la Sociedad.

Resolución SE N° 869/2023: Octubre de 2023 - Adecuación del sistema de remuneración

El 30 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 869/2023 de la Secretaría de Energía (en adelante “la Res. 869/23”) mediante la que se adecuó a partir de noviembre de 2023 la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecida en la Res. SE N° 826/2022, modificándose lo dispuesto en la Resolución SE N° 750/202.

A esos efectos, se actualizaron los valores particulares a aplicar para determinar: (i) la remuneración de la generación térmica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF); (ii) la remuneración de la generación habilitada térmica; (iii) la remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía; y (iv) la remuneración de centrales hidráulicas administradas por Entes Binacionales.

Conforme surge de los considerandos de la Res. 869/23, el objetivo de esa norma reposa en asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del MEMSTDF, siendo necesario actualizar las remuneraciones a condiciones económicamente razonables y eficientes.

Finalmente, se sustituyó la fórmula para el cálculo del descuento a realizar por la CAMMESA de la liquidación de los créditos correspondiente a los generadores de energía, a los fines de cancelar los financiamientos otorgados para la ejecución de mantenimientos no recurrentes.

Resolución SE N° 285/2024. Octubre de 2024 – Adecuación del régimen de remuneración

El 30 de septiembre de 2024, mediante la Resolución SE N° 285/2024, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$10.358/MWh a partir de octubre de 2024.

Resolución N° 20/2024 de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería. Noviembre de 2024 – Adecuación del régimen de remuneración

El 1 de noviembre de 2024, mediante la Resolución N° 20/2024, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$10.979/MWh a partir de noviembre de 2024.

Resolución SE N° 387/2024. Diciembre de 2024 – Adecuación del régimen de remuneración

El 3 de diciembre de 2024, mediante la Resolución SE N° 387/2024, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$11.528/MWh a partir de diciembre de 2024.

Resolución SE N° 603/2024. Enero de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 31 de diciembre de 2024, mediante la Resolución SE N° 603/2024, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$11.989/MWh a partir de enero de 2025.

Resolución SE N° 27/2025. Febrero de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 31 de enero de 2025, mediante la Resolución SE N° 27/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$12.469/MWh a partir de febrero de 2025.

Resolución SE N° 113/2025. Marzo de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 5 de marzo de 2025, mediante la Resolución SE N° 113/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$12.656/MWh a partir de marzo de 2025.

Resolución SE N° 143/2025. Abril de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 3 de abril de 2025, mediante la Resolución SE N° 143/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$12.846/MWh a partir de abril de 2025.

Resolución SE N° 177/2025. Mayo de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 30 de abril de 2025, mediante la Resolución SE N° 177/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$13.103 /MWh a partir de mayo de 2025.

Resolución SE N° 227/2025. Junio de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 30 de mayo de 2025, mediante la Resolución SE N° 177/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$13.300 /MWh a partir de junio de 2025.

Resolución SE N° 280/2025. Julio de 2025 – Adecuación del régimen de remuneración

El 30 de junio de 2025, mediante la Resolución SE N° 280/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$13.433 /MWh a partir de julio de 2025.

Resolución SE N° 331/2025. Agosto de 2025– Adecuación del régimen de remuneración

El 30 de julio de 2025, mediante la Resolución SE N° 331/2025, se ajustó el precio máximo de referencia para la sanción de los Precios de Mercado (PM) en el MEM, fijándolo en \$13.487 /MWh a partir de agosto de 2025.

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 sobre costo 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.

En enero de 2025, mediante la Resolución SE N.º 21/2025, se derogaron los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 de la Resolución SE N.º 1281/06. Los contratos existentes bajo esta modalidad continuarán sus transacciones en las mismas condiciones hasta su vencimiento. La incorporación de nuevos contratos o la renovación de contratos en el mercado a término del MEM bajo la modalidad “Energía Plus” permanecerá vigente hasta el 31 de octubre de 2025.

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.

Resolución (SEE) N° 21/2025

El 28 de enero de 2025 se publicó la Resolución N° 21/2025 de la Secretaría de Energía, introduciendo modificaciones al marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estas modificaciones tienen como objetivo restablecer la normalidad regulatoria mediante el levantamiento de restricciones para la ejecución de contratos de suministro de energía eléctrica (PPA) en el mercado a término, la descentralización de la gestión de la provisión de combustibles y el establecimiento de incentivos para la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas. Las principales modificaciones son:

1. Excepción a la suspensión temporal establecida en la Resolución N° 95/2013:

Para proyectos de generación, autogeneración o cogeneración que utilicen fuentes de energía convencionales, térmicas, hidroeléctricas o nucleares que inicien operaciones comerciales a partir del 1° de enero de 2025, se exceptúa la suspensión para la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término prevista en el artículo 9 de la Resolución N° 95/2013. En consecuencia, los titulares de dichos proyectos estarán habilitados para celebrar contratos de suministro eléctrico en el mercado a término con agentes de distribución y Grandes Usuarios del MEM, gestionándolos conforme a los “Procedimientos de Programación de Operación, Despacho de Carga y Cálculo de Precios”.

2. Derogación de la Resolución N° 354/2020 y modificación del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013:

A partir del 1° de febrero de 2025, queda derogada la Resolución N° 354/2020 de la Secretaría de Energía, que establecía parámetros relativos al rol de CAMMESA en el Plan Gas.Ar, determinando volúmenes firmes de gas para generación térmica en función de un orden de prioridad de despacho.

Asimismo, desde el 1° de marzo de 2025 se modifica el régimen de provisión de combustibles para generación eléctrica de la siguiente manera:

La gestión comercial y despacho de combustibles para generadores térmicos bajo contratos de suministro sin obligación de autoprovisión permanecerá a cargo de CAMMESA.

Los generadores térmicos del mercado spot podrán proveerse sus propios combustibles, y, de ser necesario, CAMMESA actuará como proveedor en última instancia.

Los costos asociados a la gestión de combustibles autoproveídos serán valorados conforme a los precios de referencia utilizados y aceptados en la “Declaración de Costos Variables de Producción”, incluyendo fletes, transporte, distribución de gas natural, impuestos y tasas aplicables.

3. Nuevos valores temporales para el costo de energía no suministrada:

A partir del 1° de febrero de 2025, se aplicarán valores temporales para el costo de energía no suministrada programada de 1.500 USD/MWh, con los siguientes umbrales de falla y valuaciones correspondientes:

- Hasta 5%: 350 USD/MWh.
- Hasta 10%: 750 USD/MWh.
- Más del 10%: 1.500 USD/MWh.

Estos valores se mantendrán vigentes hasta la realización de una evaluación socioeconómica sobre la valoración de los costos de energía no suministrada.

4. Derogación del servicio “Energía Plus”:

A partir del 1° de febrero de 2025, se derogan las disposiciones de la Resolución N° 1281/2006 que implementaban el denominado servicio “Energía Plus”. Los contratos existentes bajo esta modalidad continuarán sus transacciones en las mismas condiciones hasta su vencimiento.

La incorporación de nuevos contratos o la renovación de contratos en el mercado a término del MEM bajo la modalidad “Energía Plus” permanecerá vigente hasta el 31 de octubre de 2025.

5. Facultades de la Subsecretaría de Energía Eléctrica:

La Subsecretaría de Energía Eléctrica tendrá la autoridad para dictar normas reglamentarias, complementarias y aclaratorias, así como para adoptar las medidas necesarias para la implementación de las disposiciones de la presente Resolución.

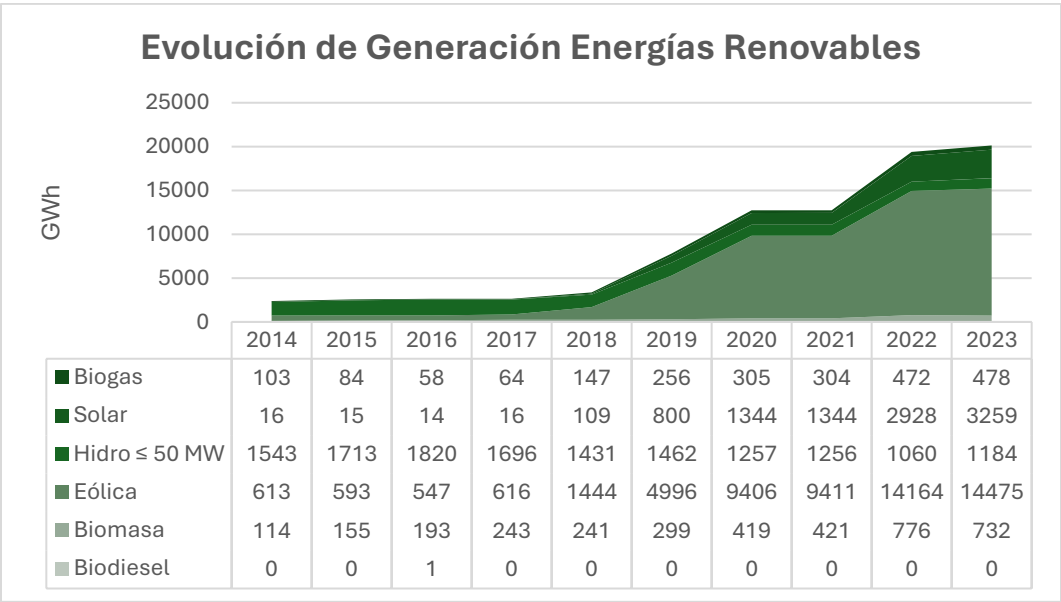
Directrices para la Implementación de la Resolución N° 21/2025 de la Secretaría de Energía:

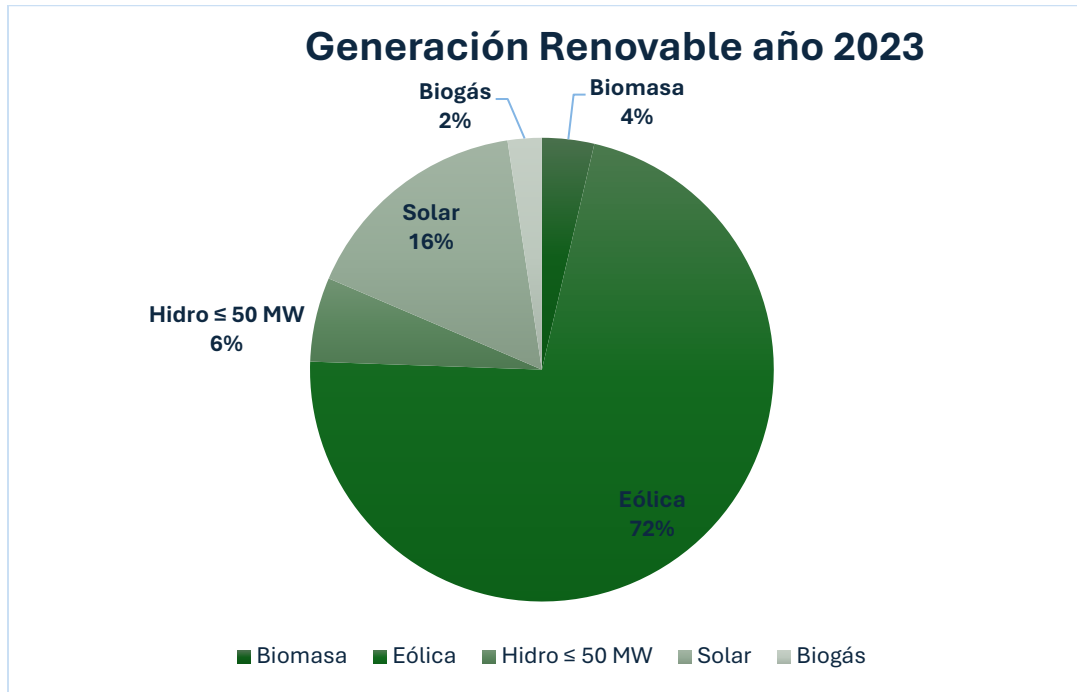
A raíz de la publicación de la Resolución N° 21/2025, CAMMESA y la Secretaría de Energía emitieron dos notas que establecen las directrices iniciales para la aplicación de las disposiciones contenidas en dicha resolución. Estos documentos han sido distribuidos entre las asociaciones y cámaras del sector involucradas (incluyendo actores industriales, generadores, productores de combustible, transportistas, distribuidores y consumidores) con el objetivo de recopilar comentarios y consultas antes de la implementación definitiva del marco regulatorio.

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

En el año 2023, el 14,2% del total de energía generada del país corresponde a la generación de energía renovable (incluyendo la generación hidroeléctrica menor o igual a 50 MW). Los siguientes cuadros muestran su evolución en los últimos 10 años, y la composición de la misma en el año 2023:

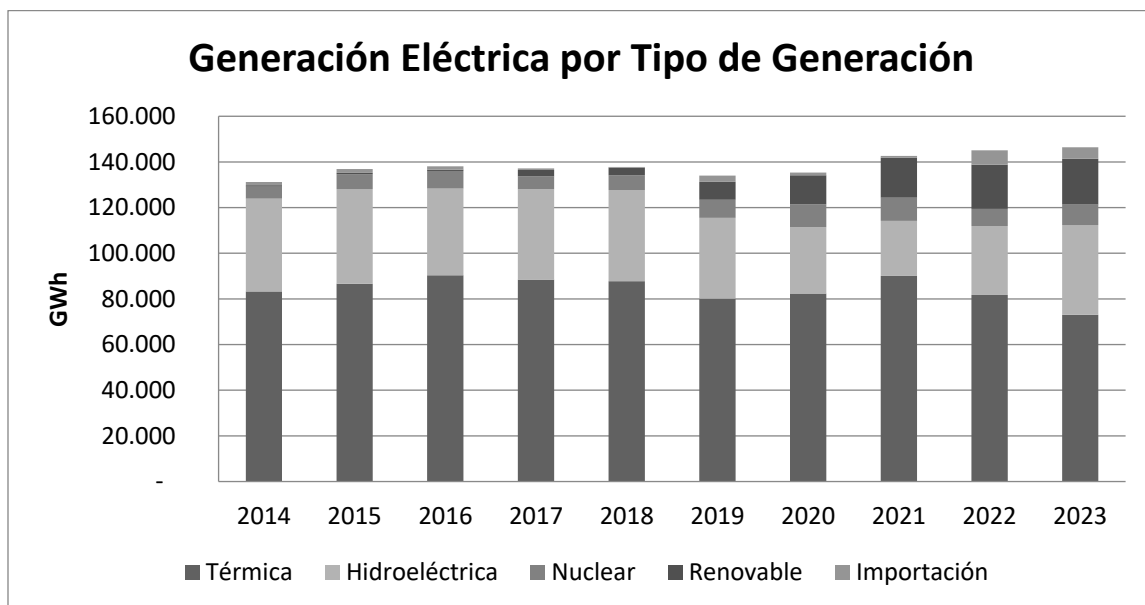




Fuente: SE

La generación renovable registró un aumento del 3,9% debido al aumento de la potencia instalada.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2023 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 43.774 MW. El aumento se debe principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades

renovables bajo los programas RenovAr y MAT ER (657,4 MW), como también a nuevas instalaciones térmicas (335,4MW), parcialmente compensadas por rectificación de potencias, recategorización de unidades y desvinculaciones.

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 S.A. (“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 CAMMESA 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 CAMMESA.

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 CAMMESA.
- 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. Además, la exención no será aplicable respecto a la retención impositiva establecida por la Ley N° 27.430 y sus modificaciones, la cual actualmente contempla una retención del 7% sobre el importe de dichos dividendos.
- 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”.

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 solicitudes 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 la 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 aquella 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 rescindirá 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.

La Resolución N.º 285 fue posteriormente modificada por la Resolución N.º 742/2021, la cual introdujo novedades en los siguientes aspectos:

- Prórrogas: en caso de incumplimiento con la fecha programada de habilitación comercial, se otorgará una prórroga adicional de 360 días (anteriormente el plazo era de 180 días) para alcanzar dicha habilitación. Esta podrá ser solicitada si el vendedor logra acreditar, entre otros requisitos, un avance de obra de al menos el 70%.
- Penalidades: el monto de las multas impuestas por CAMMESA por el incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial y por el incumplimiento del suministro de energía comprometido será deducido del monto a pagar al vendedor en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.
- El vendedor podrá optar, dentro de los 10 días hábiles de notificada la penalidad, porque el descuento de las multas se realice en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicando una Tasa de Porcentaje Anual (TPA) equivalente al 1,7% en dólares estadounidenses sobre el saldo.
- Para los proyectos que opten por pagar las penalidades en 48 cuotas, CAMMESA estará facultada, una vez calculada la penalidad correspondiente, a descontar de la remuneración mensual a percibir un monto que no exceda el 40% de dicha remuneración. El saldo restante de la penalidad se abonará en la primera oportunidad disponible, en caso de que el descuento mensual aplicado sea inferior al 40% de la remuneración.

- Además, se autorizó a CAMMESA a reducir en un 70% las multas diarias por cada megavatio de potencia contratada para aquellos proyectos que hayan solicitado la prórroga de 360 días, durante dicho plazo adicional hasta la fecha de habilitación comercial.

Posteriormente, la Resolución N.º 165/2023 reemplazó el artículo 1 de la Resolución N.º 285 (modificado previamente por la Resolución N.º 742/2021), estableciendo un nuevo mecanismo de pago de las penalidades aplicables por el incumplimiento de la Fecha de Habilitación Comercial y por el incumplimiento del suministro de energía comprometido.

A fin de garantizar el mantenimiento mínimo de la central de generación y respecto de aquellos proyectos que hayan optado por pagar las penalidades en 48 cuotas, se autoriza a CAMMESA, una vez determinada la penalidad correspondiente y calculado el monto mensual de las cuotas por todas las penalidades que pudieran corresponder al proyecto, a descontar de la remuneración mensual a percibir en el marco del contrato un monto —en concepto de penalidad— que no supere el 20% de dicha remuneración mensual.

El saldo restante de la penalidad será descontado en la primera oportunidad, o en las oportunidades subsiguientes en caso de corresponder, en las que el descuento mensual aplicado sea inferior al 20% de la remuneración mensual. En caso de que, una vez transcurrido el plazo previsto para el pago de la penalidad en cuotas, subsista un saldo pendiente de pago, dicho saldo será descontado conforme a la metodología detallada en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad, bajo las mismas condiciones financieras.

Si el saldo pendiente excediera el plazo de vigencia del contrato, CAMMESA podrá reestructurarlo según el mecanismo que considere conveniente, o bien incrementar el porcentaje de descuento mensual de la penalidad del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

En forma complementaria, mediante la Resolución N.º 72/16 (posteriormente modificada por la Resolución N.º 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 licenciarios 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.º 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.º 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.º 252-E/2016, dictada el 28 de octubre de 2016 (la “Resolución N.º 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.º 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.º 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 CAMMESA 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 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.

En noviembre de 2023 a través de la Resolución SE N° 883/2023 se instauró un régimen de compensación de penalidades por demora, deficiencia o componente nacional contra el compromiso de nuevas inversiones en generación renovable. Se estableció un plazo de 36 meses para la instalación de la nueva potencia renovable que puede instalarse y ser de una tecnología distinta al proyecto original.

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 las 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 CAMMESA 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 CAMMESA a través del sistema de compras conjuntas;
- Centrales que suministren su energía en cumplimiento de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA 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.

En mayo de 2023, la SE introdujo modificaciones, entre las que se destaca la asignación de prioridad de despacho a proyectos conjuntos de demanda incremental con nueva generación renovable y sobre la capacidad de transporte incremental para los proyectos financiados a su propio costo (Res. SE N° 360/23). Se destaca la posibilidad de otorgar Prioridad de Despacho “Referencial A” en corredores sin disponibilidad plena en todas las horas del año, teniendo una probabilidad esperada del 92% de inyección de la energía anual característica.

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.

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° 281/17 –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 regirán 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 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 para la 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”).

Regulaciones Ambientales

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

cuenas 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°558/22 del ENRE que establece, entre otras disposiciones, la obligatoriedad de que todos los agentes del MEM de elaborar, implementar y certificar un Sistema de Gestión Ambiental (“SGA”) para las instalaciones bajo su responsabilidad, así como de presentar y ejecutar una Planificación Ambiental en el marco del SGA certificado. Esta resolución fue modificada por la Resolución N° 1/2023, que aprobó la “Guía de Contenidos, Formatos y Presentación de los Informes previstos de la Resolución N°558/2022” entre otras regulaciones.

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) y asimismo, establece que todas aquellas actividades que sean susceptibles de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población deben someterse a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental; c) 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 regulaciones relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible como ser, por ejemplo, las Resoluciones N° 419/93 (modificada por la Resolución N° 404/94), 1102/04 (modificada por la Resolución N° 414/21) y 785/05 (modificada por las Resoluciones N° 61/20 y 414/21)) 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) y su normativa reglamentaria, que, entre otras cuestiones, establecen el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por parte de la 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, modificada por la Ley M N° 3.333/99, 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 y su Decreto Reglamentario N° 1.291/2009, 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. Asimismo, la Ley N.º 899/75 aprueba el Código de Aguas de la provincia. Por otra parte, resulta aplicable la Ley N° 2175 de Preservación del Medio Ambiente y la Ley N° 2600 de Aptitud Ambiental.

Asimismo, dado que la Compañía también desarrolla su actividad en la Provincia de San Luis, estamos sujetos al cumplimiento de la normativa ambiental vigente en dicha jurisdicción, incluyendo la Ley N.º IX-0876/13, que regula el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). También resulta aplicable la Ley N.º IX-0335/04, que adopta la Ley Nacional N.º 24.051 de Residuos Peligrosos (reglamentada por el Decreto N.º 2.092/06 y normas complementarias), la cual establece el Registro Provincial de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos. Asimismo, la Ley N.º VI-0159/2004 regula el Código de Aguas Provincial, entre otras normas.

Ley de Bases - Legislación Ambiental uniforme conforme la Ley N° 27.007

La Ley 27.742, publicada en el Boletín Oficial del 8 de julio de 2024, en su art. 163, faculta al Poder Ejecutivo nacional a elaborar, con el acuerdo de las provincias, una legislación ambiental armonizada a los fines del cumplimiento del art. 23 de la Ley N° 27.007, con el objeto de aplicar las mejores prácticas internacionales de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos para el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

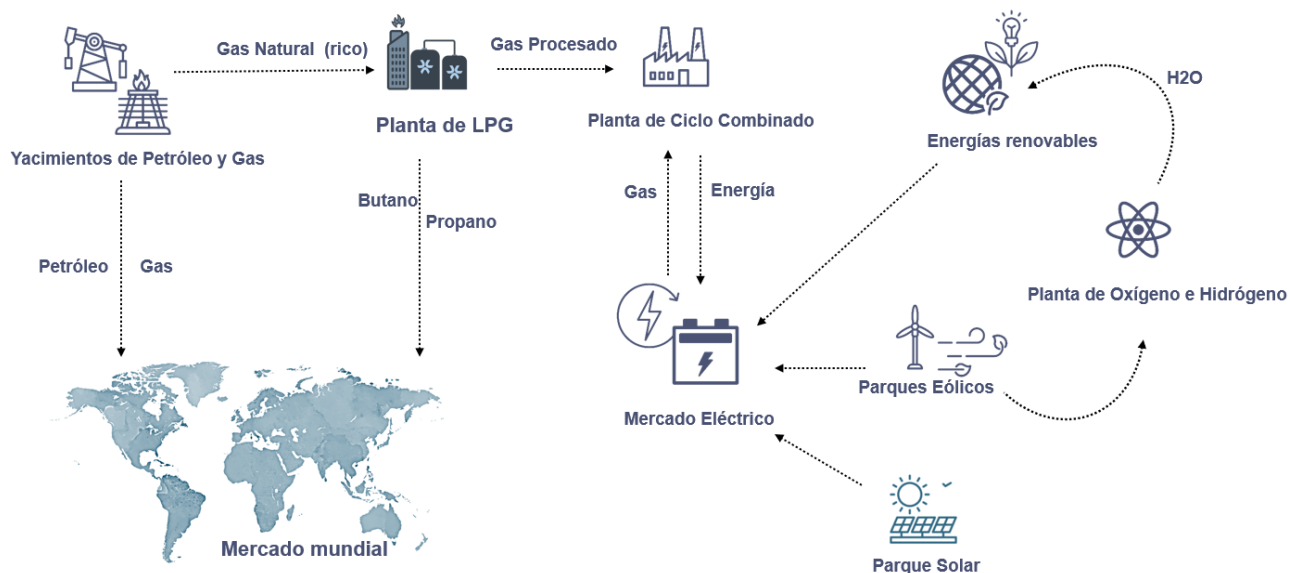
DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE CAPEX

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 (generación de energía eólica, energía a partir de hidrógeno y oxígeno y energía solar). El negocio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos incluye la exploración y producción de petróleo y gas convencional y no convencional en seis 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 seco 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 SADL.

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 E G WIND, respectivamente), una planta de producción de Hidrógeno y Oxígeno a partir de electrólisis de agua, propiedad de Hychico y un parque solar fotovoltaico de 20MW, a través de su subsidiaria 4Solar, denominado La Salvación, ubicado en la localidad de Quines en la Provincia de San Luis (habilitado en un 50% en el mes de junio de 2025 y el 50% restante a partir del mes de julio /25).



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% (1)	Capex	2052	Exploración y explotación O&G	Decreto 556/17 (última extensión del área)
Pampa del Castillo	Chubut	95%	Capex	2046	Explotación O&G	Decreto 318/18, 512/18 y 570/18
Loma Negra	Río Negro	37,50%	Capex	2034	Explotación O&G	Decreto 346/21 y Decreto 1484/17
La Yesera	Río Negro	37,50%/72,50% (2)	Capex	2037	Explotación O&G	Decreto 345/21 y Decreto 1485/17
Bella Vista Oeste – Bloque I	Chubut	100%	Capex	2045	Explotación O&G	Ley IX N°148
Puesto Zúñiga	Río Negro	90%	Capex	2047	Explotación O&G	Decreto Provincial N° 71/2022
Cinco Saltos Norte	Río Negro	100%	Capex	2028	Exploración O&G	Decreto Provincial N° 197/25
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	-
PARQUE SOLAR “La Salvación”	San Luis	99,26%	4SOLAR	-	Energía Solar	-

(1) Con excepción por las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura Argentina S.A. posee el 30% de los derechos de producción por el plazo de 12 años hasta el año 2036 inclusive. Con fecha 4 de julio de 2023, la Sociedad celebró un contrato de Farm Out con Trafigura para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta, en el área Agua del Cajón. En virtud del acuerdo,

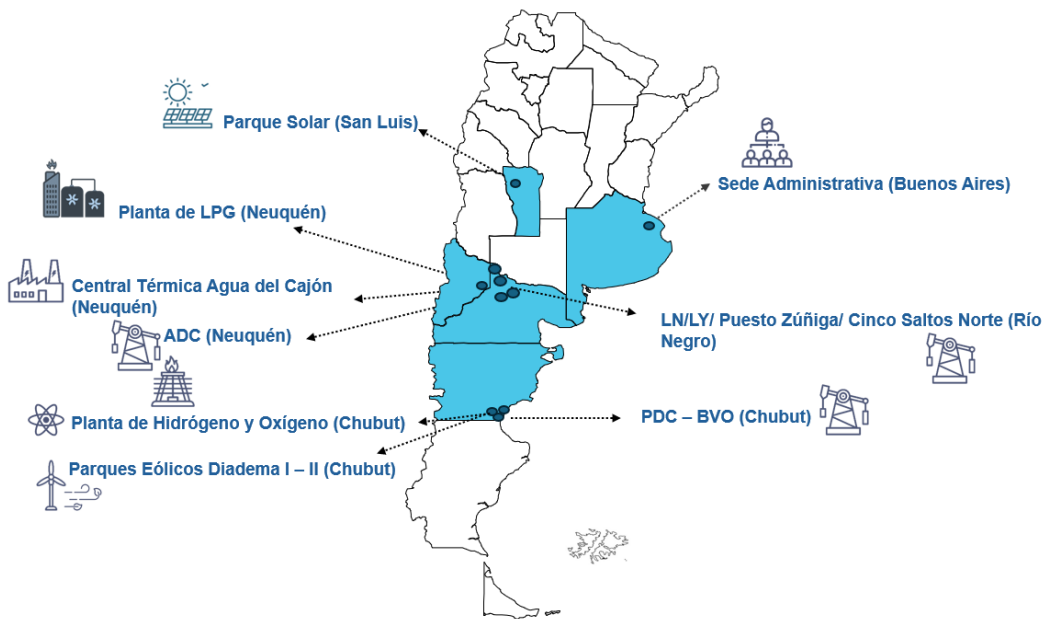
Trafigura asumió el compromiso de participar con la Sociedad en el desarrollo de 4 pozos, y tendrá derecho, durante 30 meses, a participar en 12 pozos adicionales, para lo cual aportará el 30% de la inversión de los pozos en los que participe y a su vez tiene el derecho a la producción resultante de 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 de 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. Así también, a excepción de los correspondientes a PAD ADC-1060, donde Trafigura y Schlumberger poseen el 30% y el 19%, respectivamente, de la producción de gas y petróleo por un período de 12 años a partir de la fecha en que los pozos comiencen a producir. El 21 de noviembre de 2024 se firmó un "Acuerdo de Colaboración Técnica de Activos" entre Capex y Schlumberger para el desarrollo de hidrocarburos en Vaca Muerta. En virtud del acuerdo, Schlumberger ha acordado participar en el desarrollo de 4 pozos junto con la Compañía y Trafigura, y tendrá derecho, durante 30 meses, a participar en hasta ocho pozos adicionales, para lo cual participará con el 19% de los gastos de capital necesarios para la perforación y terminación de los pozos en los que participa a través de la prestación de servicios y, en consecuencia, tendrá derecho al 19% de la producción resultante durante 12 años.

Además, en relación con este acuerdo, la Compañía ejecutó otros contratos con Schlumberger y Trafigura, incluido un Acuerdo de Operación Conjunta y un Acuerdo de Unión Transitoria. En virtud de estos acuerdos, Trafigura y Schlumberger pagarán a la Compañía ciertos montos relacionados con el acceso a los pozos en los que participa, una regalía sobre su producción y los costos operativos.

(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 los ejercicios 2022/23 y 2023/24 se perforaron los pozos LY-1002 y 1003 de los cuales YPF decidió no participar, por lo tanto, Capex posee el 72,5% de participación en las reservas de dichos pozos.

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, por los períodos indicados:

	Ejercicios anuales finalizados el					
	30.04.2025		30.04.2024		30.04.2023	
		% ⁽²⁾	(1)	% ⁽²⁾	(1)	% ⁽²⁾
(en miles de pesos, excepto los porcentajes)						
INGRESOS TOTALES	407.152.615	100%	488.326.775	100%	520.849.699	100%
Petróleo y Gas.....	312.926.804	76,9%	388.591.054	79,6%	419.948.467	80,6%
Energía.....	70.729.771	17,4%	75.460.039	15,5%	72.548.046	13,9%
GLP	14.924.906	3,7%	13.303.826	2,7%	17.190.751	3,3%
Energías Renovables	8.571.134	2,1%	10.971.853	2,2%	11.162.435	2,1%

Notas:
(1) Cifras expresadas en moneda constante al 30 de abril de 2025 – Ver “Antecedentes Financieros”.
(2) Porcentaje de los ingresos totales.

El siguiente cuadro refleja un desglose de los ingresos consolidados de la Emisora por segmento de negocio, para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

	Ejercicios anuales finalizados el					
	30.04.2025	% ⁽²⁾	30.04.2024 ⁽¹⁾	% ⁽²⁾	30.04.2023 ⁽¹⁾	% ⁽²⁾
(en miles de pesos, excepto los porcentajes)						
INGRESOS TOTALES	407.152.615	100%	488.326.775	100%	520.849.699	100%
Mercado local						
Petróleo y Gas	180.486.092	44,3%	168.909.024	34,6%	178.490.338	34,3%
Energía	70.729.771	17,4%	75.460.039	15,5%	72.548.046	13,9%
GLP	5.364.805	1,3%	6.627.036	1,4%	7.991.482	1,5%
Energías Renovables	8.571.134	2,1%	10.971.853	2,2%	11.162.435	2,1%
Mercado Extranjero						
Petróleo y Gas	132.440.712	32,5%	219.682.029	45,0%	244.953.220	47,0%
GLP	9.560.101	2,3%	6.676.794	1,4%	5.704.178	1,1%

Notas:

(1) Cifras expresadas en moneda constante al 30 de abril de 2025 – Ver “Antecedentes Financieros”.

(2) Porcentaje de los ingresos totales.

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 2025.

1. Segmento de Petróleo y Gas

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\$ 126.0 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1º 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 3.0 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. Para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025, la producción de gas y petróleo totalizó (ajustada a 9.300 kcl/m3) 296,4

millones de m3 y 39,1 mil m3, respectivamente. En abril de 2024, la producción promedio de gas y petróleo fue de 784 mil m3 por día y 265 m3 por día, 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 valor nominal). 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 (expresado en moneda histórica). 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.

El 4 de julio de 2023 celebramos un Contrato de Farm-Out con Trafigura para el desarrollo de hidrocarburos en Vaca Muerta, dentro del campo Agua del Cajón. En virtud de este acuerdo, Trafigura se comprometió a participar con nosotros en el desarrollo de cuatro pozos y tendrá derecho, durante un período de 30 meses, a participar en doce pozos adicionales. Por dicha participación, Trafigura aportará el 30% de la inversión en los pozos en los que participe y, a su vez, tendrá derecho a la producción resultante de dichos pozos durante un período de doce años. Además, ejecutamos otros contratos con Trafigura, incluido un Acuerdo de Operación Conjunta y un Acuerdo de Unión Transitoria. En virtud de estos acuerdos, Trafigura nos pagará ciertas cantidades relacionadas con el acceso a los pozos en los que participa, una regalía sobre su producción y los costos operativos.

El 21 de noviembre de 2024, celebramos un Acuerdo Técnico de Activos con Schlumberger, en virtud del cual Schlumberger se comprometió a participar en el desarrollo de cuatro pozos con nosotros y Trafigura y tendrá derecho, durante un período de 30 meses, a participar en ocho pozos adicionales. Schlumberger aportará el 19% de la inversión en los pozos en los que participe a través de la prestación de servicios y, a su vez, tendrá derecho a la producción resultante de dichos pozos durante un período de doce años. Además, en relación con el acuerdo, se celebraron otros contratos, incluido un Acuerdo de Administración de Activos entre nosotros (51%), Trafigura (30%) y Schlumberger (19%) y un Acuerdo de Unión Temporal. En virtud de estos acuerdos, Schlumberger nos pagará ciertos montos relacionados con el acceso a los pozos en los que participa, una regalía sobre su producción y los costos operativos.

Durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024, en el Área de Agua del Cajón, se perforó, completó y puso en producción el primer PAD de 4 pozos horizontales en el esquivo de Vaca Muerta (PAD ADC-1050) de longitud lateral entre 2500 y 2800 metros. El PAD ADC-1050 se perforó, completó y se puso en producción como parte del acuerdo Farm Out con Trafigura y, en consecuencia, la inversión requerida fue financiada en un 30% por Trafigura y en un 70% por Capex. El resultado obtenido en este PAD, junto con el buen resultado obtenido en las áreas linderas de intervalos similares y otros trabajos asociados efectuados por Capex, alentaron la perforación del segundo PAD de 4 pozos de longitud lateral promedio de entre 2800 y 3200 metros (PAD ADC-1060). A la fecha del presente Prospecto, el PAD ADC-1060 se encuentra finalizado como parte del Acuerdo de Administración de Activos entre Trafigura, Schlumberger y Capex y, en consecuencia, la inversión requerida está siendo financiada en un 30% por Trafigura, un 19% por Schlumberger y un 51% por Capex. Actualmente el PAD 1060 se

encuentra con una producción promedio inicial de acuerdo con lo esperado.

Adicionalmente, se comenzó a trabajar en la expansión de la capacidad de tratamiento y despacho de petróleo crudo para apoyar el desarrollo del esquisto de Vaca Muerta. Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, considerando enero de 2052 como fecha de vencimiento de la concesión:

Reservas al 100% ⁽³⁾						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	2.287	1.186	3.473	544	1.809
GLP	Mton	97	206	303	89	269
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	2.957	35.041	37.998	42.654	115.920
	Mm ³	470	5.571	6.041	6.782	18.430

- (1) expresado en 9.300 Kcal por m3.
 (2) Incluye petróleo, condensado y C5+.
 (3) La Sociedad posee el 100% de dichas reservas, excepto por:
 (a) las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura posee el 30% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta el año 2036 inclusive.
 (b) las correspondientes al PAD ADC-1060 donde Trafigura posee el 30% y Schlumberger posee el 19% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta el año 2037 inclusive.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo y gas del área se incrementaron en un 66,3% y un 3%, respectivamente.

A continuación, se detalla la producción del área Agua del Cajón de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Al 100%	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	480.276	245.812	153.934
Petróleo m3	76.358	39.081	24.474
Gas Miles de m3	274.321	296.401	318.804

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 había lanzado el 7º 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 había presentado una oferta para el área Parva Negra Oeste, la cual había resultado. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP había suscripto un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área que contemplaba 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 contemplaba la perforación de un pozo vertical y un pozo horizontal. Las condiciones de adjudicación contemplaban 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 iba a solicitar 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 había publicado en el Boletín Oficial el Decreto N°2499/19 que aprobaba el referido contrato por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027.

La Sociedad cumplió en exceso con el programa de inversiones comprometido. Los resultados obtenidos (presencia de gas sulfhídrico en la formación Vaca Muerta en importantes cantidades) y el bajo precio de venta del gas previsto para los ejercicios siguientes dificultaban un posible futuro desarrollo económico del área. En el ejercicio 2023/2024 Capex decidió no continuar con el Segundo Período Exploratorio dando por terminado el Contrato conforme los términos y condiciones de este.

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 54 pozos activos (33 productores de petróleo, 11 productores de gas y 10 inyectores) y con varios campos productores (Loma Negra, El látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María).

La producción promedio en el mes de abril de 2025 fue de 511,1 mil m3/día de gas y 238,1 m3/día de petróleo. Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, el Consorcio llevó adelante un programa de reparación de cuatro pozos productores y uno inyector y un programa de perforación de tres pozos con objetivo petróleo dando buenos resultados. Adicionalmente, se puso en marcha el centro de compresión en media presión en Loma de María.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de Loma Negra al 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores de reservas internacionales DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System* (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World*

Petroleum Council, la American Association of Petroleum Geologists, la Society of Petroleum Evaluation Engineers, la Society of Exploration Geophysicists, la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, y la European Association of Geoscientists & Engineers, considerando febrero de 2034 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽²⁾						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.021	96	1.117	7	0
Petróleo(3)	Mbbl	2.347	1.864	4.211	833	0
	Mm ³	373	296	669	133	0

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

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

⁽³⁾ Incluye petróleo, condensado y C5+.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo aumentaron en 24% y las de gas disminuyeron en 28,6%.

A continuación se incluye la producción del área Loma Negra de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Al 100%	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	508.513	508.839	441.788
Petróleo m3	80.847	80.899	70.239
Gas Miles de m3	166.349	195.606	251.555

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 vencía 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.

La siguiente tabla muestra un desglose de los porcentajes de participación en el área:

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 los ejercicios 2022/23 y 2023/24 se perforaron los pozos LY-1002 y LY-1003. Dado que YPF decidió no participar en la perforación de dichos pozos, el porcentaje de participación de dicha empresa fue tomado por Capex, incrementando su participación en la inversión y consecuente producción asociada al 72,5%. Mientras que el pozo LY- 1002 cumple con las expectativas de producción, el pozo LY-1003 se encuentra en etapa de estudio.

El área La Yesera tiene siete pozos perforados, tres de los cuales actualmente producen petróleo y gas.

La producción promedio en el mes de abril de 2025 fue de 76,8 mil m3/día de gas (corregido a 9300 kcal/m3) y 90,9 m3/día de petróleo.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de La Yesera al 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, considerando agosto de 2037 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽²⁾						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	173	82	255	16	90
Petróleo (3)	Mbbl	1.357	803	2.160	162	888
	Mm ³	216	128	344	26	141

(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 asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003, de los cuales YPF decidió no participar, Capex posee el 72,5%.

(3) Incluye petróleo, condensado y C5+.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril del 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo y gas del área disminuyeron en 9,5% para el petróleo y aumentaron en 11,8% para el gas.

A continuación, se incluye la producción del área La Yesera de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Al 100%	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	228.432	263.977	268.046
Petróleo m3	36.318	41.969	42.616
Gas Miles de m3	25.790	31.571	32.292

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 Subsecretaría 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 periodo 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.

El área cuenta actualmente con seis pozos activos en producción. La producción promedio en el mes de abril de 2025 fue de 341,3 mil m3/día de gas (corregido a 9300 kcal/m3) y 47 m3/día de petróleo. El área comenzó su producción en el mes de mayo de 2022.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de Puesto Zúñiga para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación del Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, considerando marzo de 2047 como fecha de vencimiento de la concesión. Dado que se trataba de una zona de exploración, a continuación se detallan las primeras reservas documentadas.

Reservas al 100% ⁽²⁾						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	388	542	930	258	1.164
Petróleo ⁽³⁾	Mbbl	269	582	851	290	1.311
	Mm ³	43	93	136	46	208

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³
⁽²⁾ La Sociedad posee el 90% de dichas reservas.
⁽³⁾ Incluye petróleo, condensado y C5+.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 30,6% y las de gas aumentaron en 3,1%.

A continuación, se incluye la producción del área Puesto Zúñiga de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Al 100%	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	149.037	190.523	157.014
Petróleo m3	23.695	30.291	24.963
Gas Miles de m3	132.832	143.136	95.023

Cinco Saltos Norte:

El área Cinco Saltos Norte posee una superficie de 140,98 km2 de extensión.

Durante el mes de septiembre de 2024, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 2/24 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración con objetivo no convencional de hidrocarburos y eventual explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área Cinco Saltos Norte, en la Provincia de Río Negro. La Sociedad participó del concurso presentando una oferta el 6 de diciembre de 2024, la cual consistió en un compromiso de inversión de US\$ 6,85 millones a desarrollar dentro del primer período de exploración. Con fecha 5 de febrero de 2025, la Secretaría de Energía y la Subsecretaria de Hidrocarburos del Gobierno de Río Negro aprobaron la calificación de Capex y le preadjudicaron el Área. Finalmente, con fecha 20 de marzo de 2025, la Provincia notificó a Capex el Decreto N° 197/25 por el cual le adjudicaba el permiso de exploración sobre el Área Cinco Saltos Norte por el plazo de 3 años contados desde la publicación del mencionado decreto. El contrato de exploración se suscribió en abril de 2025 y finalmente.

Provincia de Chubut

Pampa del Castillo – La Guitarra:

En agosto de 2018, la Sociedad adquirió el 95% de la concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La

Guitarra de Enap Sipetrol y PMC. 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. 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). Inicialmente, el plazo de la concesión vencía en octubre de 2026 y podría extenderse 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.

Las participaciones en la Unión Transitoria son las siguientes:

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

En 2018, adquirimos a Enap Sipetrol y PMC el 88% y el 7%, respectivamente, de su participación en el permiso de explotación de petróleo y gas sobre Pampa del Castillo-La Guitarra, un área de explotación petrolera cercana a la ciudad de Comodoro Rivadavia. Como resultado, tenemos una participación del 95% en el área. La zona Pampa del Castillo-La Guitarra se ubica en la región norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia de Chubut, con una superficie aproximada de 121 km². El plazo efectivo del permiso para operar el área expiraba en octubre de 2026, con la opción de extenderlo por un período adicional de 20 años siempre que se realizaran ciertas inversiones estipuladas. Las operaciones se llevan a cabo a través de una empresa conjunta entre Capex, como operador, y PMC. 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, debiera continuar operando el área manteniendo su participación en la UT por un plazo ulterior de 20 años. El 6 de noviembre de 2023, la Autoridad Reguladora confirmó el cumplimiento de las inversiones señaladas en el Plan de Exploración y el Plan Trienal, así como las inversiones adicionales, resultando en el registro de la nueva fecha de vencimiento de la concesión 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 fue 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 y, por lo tanto, la huella de carbono. La zona donde se realizó la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto porcentaje de agua. El objetivo fue bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectoros pertenecientes al proyecto. Lamentablemente los resultados no fueron los esperados, por lo que se decidió realizar una reingeniería a la prueba piloto apuntando a una escala menor; por ende, se decidió realizar la venta de la Planta de Polímeros, ya que es de una capacidad superior a la necesaria para un nuevo piloto.

Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 262,5 miles m³. La producción promedio de petróleo en el mes de abril de 2025 fue de 724 m³/día. Si comparamos esta producción con la que tenía el área al momento del inicio de la operación en agosto de 2018 (557,2 m³/día) representa un incremento del 30%.

Actualmente se encuentran activos 337 pozos (224 productores de petróleo y 113 inyectoros de agua).

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área de Pampa del Castillo-La Guitarra al 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores internacionales de reservas DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el Sistema de Gestión

de Recursos Petrolíferos (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, considerando octubre de 2046 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽¹⁾					
Productos		Comprobadas			
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total	
Petróleo	Mbbl	12.799	11.617	24.416	3.517
	Mm ³	2.035	1.847	3.882	559

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

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril del 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 5,1%.

A continuación, se incluye la producción del área Pampa del Castillo- La Guitarra de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Al 100%	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	1.650.823	1.705.023	1.727.685
Petróleo m3	262.460	271.077	274.680

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, en los siguientes cinco años, prorrogándose el plazo por un año debido a la pandemia de Covid-19, 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 abona trimestralmente durante el período de la concesión una consideración contingente, de acuerdo con lo previsto en el acuerdo. Para el año finalizado el 30 de abril de 2023, la Compañía cumplió con todas las inversiones comprometidas y presentó la información pertinente a las autoridades correspondientes. Geológicamente, el área se encuentra ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca al área Pampa del Castillo – La Guitarra. Se trata de una típica cuenca intracrática, de génesis extensiva desarrollada sobre un basamento constituido por un complejo de pórfidos cuarcíferos y tobas asociadas conocido como Grupo Lonco Trapial en su sector norte y como Grupo Bahía Laura en el sector sur.

Las principales unidades productoras en el Área Bella Vista Oeste corresponden a la Formación (“Fm.”) El Trébol, la Fm. Comodoro Rivadavia y a la Fm. Mina del Carmen pertenecientes al Grupo Chubut. Los reservorios constituidos por areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial separados por limoarcilitas. La Fm. D129 es la principal roca generadora de

hidrocarburos. Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 71,6 miles m3. La producción promedio de petróleo al 30 de abril de 2025 fue de 194,5 m3/día, la que, comparada con el valor al momento de la toma del área de 87 m3/día, representa un incremento del 123%.

El área posee un total 64 pozos activos (46 productores y 18 inyectores). Durante el período finalizado el 30 de abril de 2025, se perforaron 3 pozos productores de petróleo.

Las reservas estimadas de petróleo y gas en el área del Bloque I de Bella Vista Oeste al 31 de diciembre de 2024 fueron certificadas por los auditores de reservas internacionales DeGolyer y MacNaughton Corp., de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, considerando febrero de 2045 como fecha de vencimiento de la concesión.

Reservas al 100% ⁽¹⁾						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	4.546	1.982	6.528	722	439
	Mm³	723	315	1.038	115	70

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

Comparando con el último informe de reservas actualizado al 30 de abril de 2024, al 31 de diciembre de 2024 las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 19,3%.

A continuación, se incluye la producción del área Bella Vista Oeste Bloque I de ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Petróleo bbl	450.627	540.420	531.898
Petróleo m3	71.644	85.920	84.565

Reservas de hidrocarburos consolidadas

La siguiente tabla muestra la apertura de las reservas consolidadas con los valores obtenidos en la auditoría efectuada al 31 de diciembre de 2014. Dichos valores se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación de Capex en cada una de las áreas.

Reservas consolidadas al % de participación de Capex en cada área						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm³ ⁽¹⁾	3.131	1.748	4.879	784	2.912

Mbbl	21.285	48.408	69.693	46.873
Petróleo ⁽²⁾				
Mm ³	3.384	7.696	11.080	7.452

(1) Gas de venta expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye Petróleo, Condensado y C5+.

A continuación, se incluyen las ventas de petróleo y gas en el mercado local y externo por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2025	30.04.2024 (3)	30.04.2023 (3)
Ventas (en miles de Pesos)			
Mercado local			
Petróleo (1)	136.815.950	116.181.994	125.947.272
Gas remunerado por CAMMESA (2)	36.376.075	52.727.031	52.543.066
Gas	7.294.067	-	-
Mercado externo			
Petróleo	132.440.712	219.682.029	244.953.220
Total	312.926.804	388.591.054	423.443.559

(1) Incluye servicios petroleros.

(2) Gas propio consumido por la Planta Agua del Cajón en la generación de energía remunerada por CAMMESA.

(3) Cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 – Ver capítulo “Antecedentes Financieros”.

2. Segmento 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.

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 2025, 2024 y 2023.

	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
Producción			
Propano en Tn	19.111	17.916	15.815
Butano en Tn	11.772	11.261	9.898
Gasolina en m3 (1)	18.450	19.207	18.648

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2025 En miles de \$	30.04.2024 (*) En miles de \$	30.04.2023 (*) En miles de \$
Ventas			
Mercado local			
Propano	293.983	2.625.530	5.043.265
Butano	5.070.822	4.001.505	2.948.217
Mercado externo			
Propano	9.560.101	6.676.794	5.704.178
Butano	-	-	-
Transferencia del segmento de negocio Petróleo y Gas (Gasolina) ⁽¹⁾	(10.273)	4.390.247	3.495.091
Total	14.914.633	17.694.076	17.190.751

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - 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 U\$S 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 2025, 2024 y 2023 fue de 4.446 GWh, 4.306 GWh y 4.660 GWh, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025 la CT ADC ha operado utilizando gas de sus yacimientos, complementando con gas redireccionado por CAMMESA. La generación bruta de energía eléctrica del presente ejercicio fue de 4.446 GWh. Dicha generación representa un aumento del 3,2% respecto del ejercicio anterior debido principalmente al despacho de las turbinas de gas durante la parada programada de la turbina de vapor (TV 7) en los meses de septiembre y octubre de 2024. En el ejercicio anterior, durante los meses octubre y parte de noviembre de 2023 la turbina de vapor (TV 7) debió intervenir por elevados valores de vibración y que fueron normalizados luego de dicha intervención.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025, al igual que en el anterior, la menor generación de energía hidráulica y la situación del parque de generación provocó un alto despacho de la Central con todas sus turbinas (a excepción del mantenimiento mayor programado en la turbina de vapor arriba mencionado). De acuerdo con los escenarios de generación futuros, se estima un alto factor de despacho de las turbinas durante el próximo ejercicio; como consecuencia de ello, se previeron los mantenimientos programados de todos los equipos a fin de garantizar una alta disponibilidad de la CT ADC.

Respecto de la remuneración, 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 y a excepción del incidente de la TV 7 ocurrido en octubre y noviembre de 2023, antes descripto, se cumplió con el requisito de disponibilidad de potencia superior al 85% requerido por la Resolución. Asimismo, la Secretaría de Energía viene otorgando en forma periódica una serie de incrementos en la remuneración por generación y por potencia en pesos acumulando en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 un incremento del 72,2% aproximadamente.

El cobro de las transacciones económicas del MEM de diciembre 2023 y enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos como consecuencia de la Res SEN N° 58/2024, generó un impacto negativo por el valor de cotización de los instrumentos recibidos en el mes de mayo 2024, el cual fue registrado al 30 de abril de 2024.

El 29 de abril de 2025 se publicó en el BO la Res SEN N° 167/2025 mediante la cual se autorizó a la Compañía a actuar dentro del MEM como Autogenerador Distribuido para ciertas instalaciones, en virtud de la cual se obtiene una reducción de los costos de energía eléctrica en los yacimientos Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste.

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 2025, 2024 y 2023, la Central Térmica Agua del Cajón consumió, en promedio, 2,8, 2,8 y 3,1 millones de m³ de gas por día, respectivamente. De dicho consumo un 20,6%, 23,0% y 24,8% 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 2025, 2024 y 2023 Capex recibió de CAMMESA 677, 577 y 653 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 ha realizado 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 2025, 2024 y 2023:

	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023
	en Miles MWh		
Producción	4.446	4.306	4.660
Factor de carga ⁽¹⁾	75,5%	73,1% ⁽²⁾	79,2%

⁽¹⁾ Los factores de carga fueron calculados considerando una energía anual, a potencia nominal de 5.886.720 MWh., 5.886.720 MWh y 4.451.328 MWh, respectivamente.

⁽²⁾ El factor de ocupación se vio afectado por el mantenimiento mayor realizado en octubre y noviembre de 2023.

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2025	30.04.2024 ^(*)	30.04.2023 ^(*)
	en miles de \$		
Ventas	70.729.771	75.460.039	72.548.046

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 2025 - 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 1º 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.

Cabe destacar que el día 18 de junio del año 2024 ocurrió un temporal de nieve de características extremas, de un grado tal que todas las operaciones del Grupo en las cercanías de Comodoro Rivadavia se vieron afectadas y mayormente interrumpidas. En el caso del PED I, los aerogeneradores que salieron de servicio no pudieron ser restablecidos hasta tanto se logró la apertura de caminos del yacimiento para acceder a los distintos equipos y líneas eléctricas que conforman el parque eólico. Este hecho

afectó significativamente la disponibilidad de equipos y, en consecuencia, la generación de energía, en especial durante los meses de junio y julio de 2024.

Ejercicio	2024/2025	2024/2023	2023/2022
Energía GWh	23,4	25,8	27,1
FC	42,4%	46,2%	49,0%

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 EG 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 EG 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. H

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	2025/2024	2024/2023	2023/2022
Energía GWh	83,2	92,7	97,0
FC	34,4%	38,2%	40,1%

A lo largo del ejercicio se experimentó una restricción significativa al despacho del parque eólico de EG WIND. Si bien el promedio del nivel de restricciones durante el mismo ha sido de un 60% de la energía facturada, el contrato con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2020, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos años continúe hasta la ejecución de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares. El desarrollo de esta obra permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona. Si bien la mencionada obra formaba parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, por el momento no cuenta con fecha cierta de ejecución.

Adicionalmente, el temporal de nieve mencionado afectó significativamente la generación del parque durante los meses de junio y julio de 2024.

(b) Generación de energía a partir de hidrógeno:

Planta de hidrógeno

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: prestación del servicio de fasón para la producción de energía; y venta de oxígeno.

Servicio de fasón para la producción de energía

A partir del 1º 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 2025, 2024 y 2023 fue de 40,00 U\$S/MWh, 39,98 U\$S/MWh y 41,05 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.

(c) 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. Posteriormente se extendió el acuerdo hasta el 30 de septiembre de 2024 estableciendo el precio en 2.200\$/Nm³ con una nueva fórmula de ajuste que tendría en cuenta el valor del oxígeno en el contrato, los costos de energía, la cotización del dólar y el Índice de Precios al por Mayor del INDEC. Finalmente, en el mes de julio de 2025 se firmó la última extensión del acuerdo con vigencia entre el 1 de octubre de 2014 y el 30 de septiembre de 2025.

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.

d) Generación de energía solar

Durante el año fiscal que finalizó el 30 de abril de 2024, adquirimos el 100% de 4Solar S.A. y comenzamos a desarrollar nuestro primer parque solar, llamado “La Salvación”, en el área de Quines, San Luis.

4Solar obtuvo de parte de CAMMESA las asignaciones de “prioridad de despacho” en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para los futuros proyectos de su propiedad hasta 20 MW, lo cual significa que en el caso de restricciones de transporte que no permitan despachar la totalidad de la energía renovable, las centrales con prioridad despachan primero y por lo tanto, CAMMESA restringe proporcionalmente a las centrales sin prioridad. En relación con este proyecto, siguiendo la normativa del MATER, para mantener el derecho a esta prioridad de despacho 4Solar debe abonar de manera anticipada cánones mensuales o trimestrales desde el mes en que se le asigna la prioridad hasta la fecha efectiva de la operación comercial.

Con este proyecto, el Grupo construyó su primer Parque Solar. El parque tiene una potencia inicial de 20 MW y está compuesto por 40.338 paneles solares de 600W de potencia, 76 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas.

4Solar obtuvo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial del 50% de la capacidad de generación y el 50% restante se habilitó en el mes de julio 2025. Dicha central generará energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada será evacuada al SADI y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista. Actualmente, se cuenta con contratos de provisión por un plazo promedio de 5 años firmados con Arcos Dorados S.A., Sika Argentina S.A., Autobat S.A.C.I e Interpack S.A., entre otras.

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

	Ejercicios anuales finalizados el		
	30.04.2025 En miles de \$	30.04.2024(*) En miles de \$	30.04.2023(*) En miles de \$
Ventas			
Generación de energía eólica	7.984.708	10.315.203	10.452.731
Generación de energía a partir del Hidrógeno	349.401	433.475	491.231
Oxígeno	237.025	223.175	218.474
Total	8.571.134	10.971.853	11.162.435

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

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 descriptos 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.

Los efectos de una crisis financiera global o regional y el eventual impacto en el sistema financiero global podrían tener un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial, la capacidad de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales y los resultados de las operaciones de la Compañía, especialmente en una economía emergente, como es el caso de Argentina. Esta situación se dio en diferentes ocasiones, tal como cuando en 2008 la crisis económica mundial produjo una abrupta caída en la actividad económica de Argentina a lo largo de 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una baja en el nivel de confianza de los consumidores e inversores; en el 2020 cuando comenzó una nueva crisis financiera como consecuencia del Covid-19 o en 2022 cuando en virtud de la invasión militar por parte de la Federación Rusa a Ucrania se generaron fuertes impactos en las principales bolsas de comercio del mundo y en las relaciones económicas y comerciales de muchos países (para mayor información, véase “*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*”).

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. Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, o la economía continuara contrayéndose, si la inflación se acelerara, 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 dictó mediante la Ley de Bases (conforme se define más adelante) la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año. Posteriormente, mediante el Decreto 370/2025 se extendió ese plazo hasta el 9 de julio de 2026, manteniendo la emergencia del sector energético.

La economía argentina presenta las siguientes características:

- El Banco Mundial estima que el producto bruto interno (“PBI”) argentino habría disminuido en un 1,8% durante el 2024, producto de la desaceleración en el crecimiento de la economía mundial, y debido al plan de estabilización que incluye el reajuste de los precios relativos y la eliminación de los desequilibrios fiscales y externos. Se destaca que, si bien la inflación anual se desaceleró y alcanzó el 117,8% durante el 2024, continúa afectando a segmentos vulnerables de la población;
- Según el informe de pobreza e indigencia del INDEC de marzo de 2025, al segundo semestre de 2024, la pobreza no indigente en Argentina se situó en el 29,9% y la pobreza indigente en el 8,2%;
- El FMI, en su informe sobre las Perspectivas Económicas Mundiales (*World Economic Outlook*) de julio de 2025, proyecta un crecimiento del PBI argentino del 5,5% y 4,5% para el 2025 y 2026, respectivamente. A su vez, el FMI estima que la economía global crecerá un promedio de 3,0% durante 2025, y, particularmente para los países en vías de desarrollo como la Argentina, este crecimiento promedio ascendería al 4,1%;
- La inflación sigue siendo alta, y si bien se espera que la misma desacelere en el futuro, no podemos asegurar que el proceso de desaceleración se mantenga en el futuro;
- el Banco Mundial en su reporte de “*Global Economic Prospects*”, publicado en junio de 2025, estima que la proyección de crecimiento global para el año 2025 se redujo un 0,5% respecto de la proyección realizada en enero de 2025, situándose en un crecimiento estimado del 2,3%;
- si bien la intención del actual Gobierno Argentino es eliminar las restricciones relacionadas con las exportaciones e importaciones de bienes y servicios y con el acceso al mercado cambiario, y ciertas restricciones ya han sido eliminadas, en la actualidad continúan existiendo ciertas restricciones y la Compañía no puede predecir cómo evolucionarán las mismas;
- 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.

Durante el año 2023, tuvo lugar un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local, el cual comprendió la elección, además del Presidente de la República Argentina, del jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de los gobernadores de 21 provincias; la renovación de la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; la renovación de un tercio del Senado de

la Nación; y las elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales. El ballotage tuvo como resultado la elección de Javier Milei como Presidente de la Nación, con el 55,69% de los votos, quien asumió en su cargo el 10 de diciembre de 2023.

En los días posteriores, el nuevo gobierno impulsó medidas de shock tales como una devaluación del Dólar oficial del 119%, llevando su valor a los \$800, y la publicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 (“DNU 70/23”), el cual entró en vigor con fecha 29 de diciembre de 2023, y modifica o deroga más de 300 leyes con amplias consecuencias en materia social, económica, cultural y política. Con fecha 14 de marzo de 2024, el Senado rechazó el DNU 70/2023 con 42 votos en contra y 25 a favor, pero a la fecha de este Prospecto aún resta la decisión de la Cámara de Diputados para determinar el futuro de la norma. Asimismo, cabe destacar que se han dictado algunas medidas cautelares que suspenden los efectos del capítulo IV del decreto en relación con las modificaciones laborales y algunas otras disposiciones del decreto, y actualmente se encuentran en curso algunas acciones judiciales que cuestionan la constitucionalidad del decreto en su totalidad.

Por medio del mencionado DNU 70/23 se introdujeron diversas modificaciones, de las cuales se destacan las siguientes:

- En materia de energía, se derogaron diversos decretos, dentro de los cuales se incluyen el N° 1060/00, que establecía plazos máximos para contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; el N° 1491/02, que regulaba contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada; el N° 634/03, que autorizaba ajustes en el canon de Ampliación de Transporte de Energía Eléctrica; y el N° 311/06, que aprobaba préstamos del Tesoro Nacional al Fondo Unificado. Además, se deroga la Ley N° 25.822, referente al Plan Federal de Transporte Eléctrico y sus fuentes de financiamiento. Respecto al Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable, establecido por la Ley N° 27.424, el DNU 70/23 deroga los artículos 16 a 37, que abordaban la creación y regulación del Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables, así como instrumentos, incentivos y beneficios para promover la generación distribuida. Al mismo tiempo, el decreto otorga facultades a la Secretaría de Energía para ajustar la estructura de subsidios con el objetivo de garantizar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía y gas natural, considerando ingresos del grupo conviviente, según lo determine la reglamentación. Asimismo, se dispuso la intervención del ENRE y del ENARGAS desde el 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de elección (en un plazo máximo de 360 días).
- En materia laboral, se introducen algunas modificaciones tales como la eliminación de multas por empleo incorrectamente registrado, el establecimiento de una plataforma para la entrega virtual de certificados laborales, la extensión del período de prueba a ocho meses y la aclaración de las regulaciones sobre teletrabajo. Asimismo, se delimita la definición de justa causa en el despido y se introducen modificaciones en el régimen de indemnización por antigüedad, despido discriminatorio, reingreso de trabajadores, actualización de créditos y pago de sentencias. Además, el decreto busca fomentar acuerdos que puedan reducir derechos laborales mediante negociaciones, limitar la irrenunciabilidad de ciertas condiciones laborales y abordar problemas específicos relacionados con la terminación, discriminación y reconstrucción de empleados.
- En el ámbito de comercio exterior y derecho aduanero en Argentina, se llevaron a cabo significativas modificaciones al Código Aduanero (Ley N° 22.415) mediante la derogación de la Ley N° 25.626 y ajustes sustanciales en diversos artículos.
- En materia de minería, se derogó la Ley N° 24.523, que creó el sistema nacional de comercio minero, y la Ley N° 24.695, que creó el Banco Nacional de Información Minera.
- Se implementaron ajustes significativos en el Código Civil y Comercial de la Nación (“CCCN”), focalizados principalmente en las obligaciones en moneda extranjera, el principio de libertad de contratación y las facultades judiciales para modificar contratos. En relación con las obligaciones en moneda extranjera, se modifican los artículos 765 y 766 del CCCN redefiniendo a las obligaciones en moneda extranjera como obligaciones de dar dinero, permitiendo que las partes puedan liberarse de sus obligaciones mediante la entrega de la moneda pactada (incluyendo la moneda extranjera). Respecto a la libertad de contratación, se modifica el artículo 958 del CCCN eliminando referencias a la moral y buenas costumbres, y refuerza la aplicación supletoria de las leyes en los contratos según la

voluntad expresa de las partes. En cuanto a las facultades judiciales para modificar contratos, las modificaciones en los artículos 960 y 989 limitan la capacidad de los jueces para alterar disposiciones contractuales, permitiendo tales modificaciones solo a solicitud de parte y cuando la ley lo autorice. Específicamente, se elimina la posibilidad de intervención judicial de oficio, salvo en casos de lesión o nulidad. Además, se derogó la Ley de Alquileres N° 27.551 y se introdujeron modificaciones en el CCCN en lo que respecta al contrato de locación.

Asimismo, con fecha 28 de junio de 2024 la Cámara de Diputados sancionó la Ley N° 27.742 de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (la “Ley de Bases”).

Entre las múltiples cuestiones que abarca la Ley de Bases, se incluye una amplia declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año, la delegación de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo, la privatización de ciertas empresas y sociedades de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional, así como también introduce importantes reformas laborales y fiscales. Posteriormente, mediante el Decreto 370/2025 se extendió el plazo de la emergencia del sector energético hasta el 9 de julio de 2026. Entre otras disposiciones, la Ley de Bases incluye al Título VI referente a Energía (para más información, ver “*Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley de Bases*”) dentro del cual se incluyen múltiples modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, tales como:

- Se incorpora a la actividad de procesamiento de hidrocarburos como actividad regida por la Ley de Hidrocarburos.
- Se incorpora como objetivo primordial de la Ley de Hidrocarburos la maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos.
- Mientras históricamente se preveía una regalía fija o estandarizada para todas las concesiones, ahora se introduce una importante modificación en los procedimientos de selección, ya que, si bien se mantiene el esquema competitivo, la puja entre los interesados será sobre la base de la regalía ofertada. La evaluación de ofertas tendrá en cuenta el valor total del proyecto, incluyendo las regalías ofertadas, inversiones comprometidas y producción asociada conforme lo establecido en el pliego respectivo. De esta manera, el oferente deberá cotizar una regalía base del 15% con un ajuste (que podrá ser positivo o negativo) y así se compondrá la regalía ofrecida para todo el curso de la concesión. La novedad es que esa regalía ofertada se mantendrá mientras el precio de referencia no tenga modificaciones respecto del vigente al momento de adjudicación en más o en menos de un 50%. Si el precio de referencia aumenta en más de un 50%, el concesionario pagará el doble de la regalía ofertada mientras dure esa situación y, viceversa, pagará la mitad si la referencia baja en más de un 50%.
- Se dispone la libre disponibilidad en el mercado y la prohibición al Poder Ejecutivo de intervenir en los precios y las exportaciones.
- Se busca la eliminación del concepto de “zonas reservadas a empresas estatales” como límite a la posibilidad de reconocimientos superficiales.
- Se abandona el criterio de regalías fijas estandarizadas y generales para adoptar un esquema basado en la regalía singularmente estipulada en la adjudicación de cada permiso o concesión.
- Se crea el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad para unificar las atribuciones del ENRE y del ENARGAS, fusión que se concretó mediante el Decreto 452/2025, publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de julio de 2025. Dicho organismo funcionará en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y llevará a cabo todas las medidas necesarias para cumplir las misiones y funciones asignadas por las Leyes Nros. 24.076 y 24.065 al ENARGAS y al ENRE, respectivamente.
- Se elimina la declaración de interés público del objetivo de autoabastecimiento de hidrocarburos para garantizar desarrollo económico, equidad social, empleo, competitividad y crecimiento sustentable de las provincias y regiones, ello dentro de una política macroeconómica liberal tendiente a que la actividad quede en los hechos regida por la oferta y la demanda.
- Incorpora como principios rectores, la maximización de inversiones y recursos para abastecimiento de hidrocarburos a corto, mediano y largo plazo; la protección de los intereses de los consumidores en cuanto a calidad y disponibilidad y la exportación de hidrocarburos para mejorar la balanza de pagos, garantizando explotación racional y sustentable.

Otro punto importante de la Ley de Bases es la creación del RIGI y sus objetivos, que apuntan al impulso del crecimiento económico, la creación de empleo y el aumento de las exportaciones, además de crear condiciones de previsibilidad, estabilidad y certidumbre jurídica. Se declara, además, el interés nacional de las inversiones que califiquen y se concreten bajo el RIGI. Entre los sectores alcanzados, se encuentran el de energía, petróleo y gas. Se establece un plazo de dos (2) años para la adhesión al RIGI, y se faculta al Poder Ejecutivo nacional a prorrogar el plazo por única vez por un período de hasta un (1) año.

En agosto de 2025, la Cámara de Diputados rechazó los decretos 462/25, 345/25, 351/25, 340/25 y 461/25, dictados en el marco de las facultades delegadas por un año al Poder Ejecutivo en la Ley de Bases. Posteriormente, la Cámara de Senadores ratificó dicha decisión, dejando sin efecto las medidas impulsadas por el Poder Ejecutivo. Estas modificaciones contemplaban, entre otras medidas, la disolución de Vialidad Nacional, la instauración de un régimen de excepción para la Marina Mercante Nacional, la reestructuración del Banco Nacional de Datos Genéticos, la reforma de organismos históricos y culturales, y la reorganización del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria y del Instituto Nacional de Tecnología Industrial.

Por otro lado, el 26 de octubre de 2025 se llevarán adelante las elecciones legislativas de medio término, en la cual se renovarán 127 de las 257 bancas de la Cámara de Diputados para el periodo legislativo 2025-2029, junto con 24 de las 72 bancas del Senado de la Nación para el período 2025-2031.

Como corolario, la incertidumbre política y económica continúa siendo elevada, y ello puede influir en la capacidad del Congreso Nacional y del Poder Ejecutivo para aplicar nuevas medidas políticas y económicas, y afectar aquellas que se encuentran vigentes, pudiendo traducirse en un efecto negativo sobre la economía argentina y, por ende, traer aparejadas consecuencias desfavorables a los rendimientos de la Emisora.

La Emisora no puede predecir las consecuencias políticas y económicas de las medidas del gobierno actual, ni asegurar que esto no genere una mayor volatilidad en la economía argentina. No es posible prever las consecuencias que podrían tener 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 para abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a entidades del sector privado, tales como Capex (sucesos éstos sobre los que Capex no tiene control), ni se puede asegurar que estos sucesos 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.

Al 30 de abril de 2025, fecha de cierre del último ejercicio anual, y al 26 de agosto de 2025, el tipo de cambio vendedor era de \$1.190 y de \$1352,33, respectivamente, por cada US\$1,00; de conformidad con el tipo de cambio informado por el BCRA de acuerdo con la Comunicación “A” 3500. 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. En respuesta a la mayor volatilidad del Peso en los últimos años, 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.

En este sentido, durante el mes de septiembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país. Dichos controles cambiarios fueron aplicados sobre 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, así como también se

introdujo la obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otras medidas. Si bien la actual administración del Gobierno Argentino ha manifestado su intención de eliminar las restricciones cambiarias, y se han implementado medidas que han flexibilizado el acceso cambiario, aún persisten en la Argentina importantes restricciones que afectan el libre acceso al mercado de cambios para personas jurídicas.

En este sentido, el 11 de abril de 2025, el BCRA anunció el inicio de la “Fase 3 del Programa Económico” de la actual administración. Según lo informado por el BCRA en su comunicado, el marco establecido para esta fase contempla: (i) la implementación de una banda cambiaria fluctuante para el dólar estadounidense en el MLC, inicialmente fijada entre Ps. 1.000 y Ps. 1.400 y previéndose un ensanchamiento mensual del 1%. Dentro de dicho rango, se espera que el tipo de cambio flote libremente en función de la oferta y la demanda; (ii) una flexibilización de las restricciones cambiarias, incluyendo la eliminación de restricciones aplicables a personas humanas, la autorización para la distribución de dividendos a accionistas no residentes correspondientes a ejercicios iniciados a partir de 2025, y la extensión de los plazos para la liquidación de operaciones de comercio exterior; y (iii) la adopción de un régimen monetario convencional basado en un control estricto de la base monetaria, sustentado en la no financiación del déficit fiscal por parte del BCRA y en la cesación de la emisión monetaria destinada a remunerar pasivos del BCRA con rendimiento.

Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Aproximadamente el 53,6% de los ingresos de la Compañía provienen de las ventas en Argentina y el 46,4% 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 podría presentar 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 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.

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 276,4% en 2023 y un 67,1% en 2024 comparado interanualmente. Asimismo, el IPM interanual al mes de julio de 2025 conforme a los datos publicados por el INDEC es del 20,9%.

Por su parte, el IPC para los años 2023 y 2024 fue del 211,4% y 117,8%, respectivamente. Por su parte, para enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio de 2025 fue del 2,2%, 2,4%, 3,7%, 2,8%, 1,5%, 1,6% y 1,9%, 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.

Si bien en los meses recientes la inflación ha decrecido con relación a los meses anteriores, y el actual Gobierno Argentino ha implementado diversas medidas para controlar la inflación, la Compañía no puede predecir la evolución de la inflación, a la vez que 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”) instruía 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. 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, 2024 y 2025), 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 2025 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. Con fecha 23 de junio de 2025, Morgan Stanley Capital International mantuvo la calificación crediticia de la Argentina en “mercado independiente” durante su revisión anual de mercados, debido a, entre otros argumentos, “la persistencia de ciertas restricciones que continúan dificultando el acceso de inversores extranjeros al mercado argentino”. La institución considera a la Argentina como un “potencial candidato” para una futura reclasificación, aunque señala que no reúne “los requisitos mínimos de liquidez” y que sus mercados se encuentran “actualmente parcial o totalmente cerrados a los inversores extranjeros”.

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 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 2024 fue del 117,8%. Durante el año 2025, el nivel general del IPC acumulado hasta la fecha del presente Prospecto registra un alza del 15,1%, según el informe publicado el INDEC en junio de 2025.

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.

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 “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.

Luego de diversas refinanciaciones y la celebración de distintos acuerdos de financiación con entidades y organismos internacionales, durante 2020 la Argentina ha llevado a cabo un proceso de reestructuración de gran parte de su deuda soberana emitida bajo legislación extranjera. El 20 de abril de 2020, el Gobierno Argentino presentó una oferta de canje a los tenedores de bonos bajo ley extranjera que contemplaba un período de gracia en los pagos de capital, una extensión de plazos, y una quita sustancial en los pagos de interés. Luego de meses de negociación, el Gobierno anunció que logró 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.

Posteriormente, 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 implicó un nuevo programa de dos años y medio, durante el cual el FMI haría revisiones trimestrales de las metas acordadas y desembolsos de dinero que la Argentina utilizará para cancelar el SBA y fortalecer las reservas, a cambio de ciertos compromisos por parte de la Argentina relacionados a reducir el déficit fiscal, bajar la inflación, aumentar las reservas del BCRA y eliminar poco a poco los subsidios a la energía. En este sentido, en los últimos años se han celebrado sendos acuerdos con el FMI, en los cuales se han aprobado nuevos desembolsos, así como también quitas o exenciones sobre el Acuerdo y compromisos adicionales por parte de Argentina.

El 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo argentino emitió el Decreto No. 179/2025 que aprobó un nuevo acuerdo de 10 años (el “Programa de Facilidades Extendidas”) con el FMI, cuyo propósito principal fue refinanciar pasivos, incluyendo letras del tesoro no transferibles y los montos pendientes de amortización bajo el actual acuerdo Servicio Ampliado del Fondo (SAF, por

sus siglas en español, EFF en inglés). Con fecha 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados ratificó el Decreto No. 179/2025, habilitando de esa manera el Programa de Facilidades Extendidas en forma definitiva. Con fecha 25 de marzo de 2025, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 741-D/2025 de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación, la cual declara la validez del decreto de necesidad y urgencia 179/2025. Con fecha 11 de abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el programa, aprobando además un desembolso inicial inmediato de US\$ 12.000 millones. El acuerdo tendrá una duración de 10 años (con cuatro años y medio de gracia) y una tasa de interés del 5,63% anual.

Asimismo, el 11 de abril de 2025, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo aprobaron el otorgamiento de asistencias financieras a la Argentina bajo sendos programas plurianuales por US\$12 mil millones (de los cuales US\$1.500 millones se depositarán inmediatamente) y US\$10 mil millones, respectivamente.

El 31 de julio de 2025, el FMI anunció que el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó una primera revisión del Programa de Facilidades Extendidas, lo que permitió a la Argentina el acceso a US\$ 2.000 millones. De acuerdo con el comunicado del organismo, la solidez en la ejecución de las políticas ha respaldado una transición fluida hacia un régimen cambiario más flexible, acompañada de una reducción de la inflación y un crecimiento económico continuado.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino 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, 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 incertidumbre respecto a 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 entonces 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 entonces 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 entonces 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- anuales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos).

Asumida la actual administración, en diciembre de 2023, el gobierno de Javier Milei desembolsó 900 millones de Dólares para el pago de vencimientos al FMI. Estos fondos fueron obtenidos a través de un préstamo otorgado por el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) por un monto de 960 millones de Dólares.

Recientemente, durante julio de 2025, el Gobierno Argentino autorizó la suscripción de préstamos internacionales por un total de USD 1.730 millones con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), destinados a programas de modernización tributaria, fortalecimiento fiscal y reformas regulatorias. El paquete incluye: (i) un préstamo del BIRF por hasta USD 300 millones para el “Programa de Modernización de los Servicios de Administración Tributaria”; (ii) un préstamo del BID por hasta USD 800 millones para el “Programa de Fortalecimiento de la Política Fiscal II”; (iii) un segundo préstamo del BID por hasta USD 400 millones para financiar el “Programa de Apoyo a Reformas Regulatorias para la Competitividad”; y (iv) un préstamo adicional del BIRF por hasta USD 230 millones para el proyecto “Fomentar Mejores Empleos con Programas Integrados de Formación y Empleo”.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino podrá cumplir con todos los términos de los endeudamientos que ha contraído o reperfilado o si logrará renegociar exitosamente la deuda que sostiene y que aún no ha podido reperfilarse. La capacidad del Gobierno Argentino para estabilizar el mercado de divisas, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos de su endeudamiento está sujeta a incertidumbre. La continua depreciación del Peso, el incumplimiento de los términos de cualquier endeudamiento y el eventual fracaso en la renegociación de la deuda aún no reperfilada 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.

Para más información, 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*” y “*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*”.

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 2024, la Argentina mantuvo el deterioro en la percepción de los niveles de corrupción evidenciado a partir de 2021, ubicándose en el puesto 99 en 2024 entre 180 países. En el año 2020 se había ubicado en el lugar 78, por lo que el retroceso representa una caída de 21 escalones.

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 desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno Argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

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

Si bien la intención del actual gobierno argentino es eliminar las restricciones relacionadas con las exportaciones e importaciones de bienes y servicios y con el acceso al mercado cambiario, 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. Dichas restricciones pueden comprometer la disponibilidad de fondos de las empresas argentinas para el cumplimiento de sus obligaciones de pago en moneda extranjera.

Desde el restablecimiento de los controles cambiarios y a la fecha del presente Prospecto, el BCRA dictó nuevas reglamentaciones que establecieron ciertas limitaciones sobre el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario de la República Argentina, dirigidas tanto a generar estabilidad económica como a brindar soporte para la recuperación económica del país. Si bien el acceso al mercado cambiario argentino se encuentra permitido en la actualidad para que los deudores adquieran divisas para el pago de capital e intereses de deudas con acreedores no residentes, en tanto se cumplan ciertas restricciones, la Compañía no puede brindar garantías acerca de que puedan establecerse restricciones en el futuro para la compra o transferencia de dichos fondos. En tal situación, el BCRA podría no autorizar dichas operaciones y, por ende, impedirle a la Compañía acceder al MLC para atender el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera.

Con fecha 11 de abril de 2025, el gobierno argentino anunció una serie de medidas tendientes a la flexibilización de la normativa relativa al acceso al mercado de cambios. Entre estas medidas se encuentran: (i) la eliminación de restricciones cambiarias aplicables a personas humanas; (ii) la habilitación de distribución de utilidades a accionistas extranjeros de compañías argentinas, a partir de los ejercicios financieros que comienzan en 2025; y (iii) la flexibilización en los plazos para el pago de operaciones de comercio exterior.

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.

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 fondar sus necesidades financieras y a implementar una política monetaria expansiva que llevó a un alto índice de inflación.

En este sentido, el actual presidente Javier Milei ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit fiscal que ha arrojado un superávit primario de aproximadamente 1,8% del PIB en 2024 y un superávit financiero del 0,3%.

En el futuro, el déficit fiscal primario podría verse incrementado si el gasto público aumenta 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. 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, resoluciones que luego fueron actualizadas por diversas resoluciones, entre las más recientes, Resoluciones (SE) 27/2025, 113/2025, 143/2025, 177/2025, 227/2025 y 280/2025, esta última de fecha 30 de junio de 2025. 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.

Recientemente, el gobierno ha introducido significativas medidas tendientes a la desregularización y a la modernización del sector energético (véase “*La Emisora depende ampliamente de las condiciones macroeconómicas de Argentina*”). La Compañía no puede predecir como estas y otras medidas impactarán en la generación, transporte y distribución de energía en la Argentina, así como en la economía 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, las guerras entre Ucrania y Rusia, y entre Israel e Irán, han tenido un importante impacto global, causando una alta volatilidad en los precios de los productos primarios. A su vez, Estados Unidos ha intervenido en el conflicto entre Israel e Irán con el objetivo de respaldar a Israel, incluyendo acciones militares puntuales y apoyo estratégico. Tras dichas acciones, las partes acordaron un alto al fuego. 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.

Si bien el DNU 70/2023 emitido por la actual administración busca desregular el comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y dejar sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda, la Compañía no puede garantizar que las medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán adversamente la condición financiera de la Compañía o los resultados de sus operaciones. Para más información sobre las restricciones cambiarias, véase “*Información Adicional – Controles de Cambio*”.

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.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas pueden afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, la condición financiera y los flujos de efectivo

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, de 25%, 30% y 35%, respectivamente, dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada. Asimismo, la mencionada ley mantiene la alícuota del 7% sobre los dividendos de personas físicas. Posteriormente, por medio de la Ley N° 27.702, 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. Estas modificaciones surten efecto para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive. Por otro lado, en forma paralela a la Ley de Bases, se sancionó la Ley N° 27.743 de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes, mediante la cual se introducen importantes reformas fiscales. Para ver mayor información, 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.

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 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.

Recientemente, la Ley de Bases introdujo diversas modificaciones a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Yacimientos Petrolíferos Fiscales N° 26.741 a fin de, entre otras modificaciones, permitir que los concesionarios, refinerías y/o comercializadores de hidrocarburos exporten libremente hidrocarburos y/o sus derivados sin necesidad de cumplir con la demanda interna. Asimismo, la Ley de Bases estipula que el estado no podrá intervenir en el establecimiento de precios de comercialización en el mercado interno en ninguna etapa de la producción.

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”.

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, modificada por la Ley N° 27.007 y por la Ley de Bases, 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.

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%, siendo este esquema luego dejado de lado por las modificaciones establecidas por la Ley de Bases.

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.

En particular, con la sanción de la Ley de Bases, tuvieron lugar modificaciones en materia de concesiones de explotación tratadas en la Ley de Hidrocarburos, algunas de ellas son las siguientes: (i) aprobada la solicitud de reconversión, el plazo de la concesión reconvertida será por única vez de treinta y cinco años computados desde la fecha de solicitud, (ii) se elimina la obligación de asegurar la máxima producción de hidrocarburos de manera compatible con una explotación adecuada y económica del yacimiento, junto con la observación de criterios para una conveniente conservación de las reservas, (iii) se establecen distintos plazos de vigencia –a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue-, con más en ciertos casos adicionales, (iv) en nuevas concesiones el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, al momento de definir los pliegos de bases y condiciones podrá determinar otros plazos de hasta diez (10) años como máximo de los plazos previstos, no pudiendo en ningún caso ser fijados a perpetuidad, y (v) los concesionarios de explotación convencional podrán requerir la subdivisión del área y reconvertirla de convencional a no convencional, debidamente fundado, pudiendo realizarse este pedido hasta el 31 de diciembre de 2028. Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

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 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.

Sin perjuicio de lo anterior, a través de la Ley de Bases, se introdujeron modificaciones a la Ley de Hidrocarburos para eliminar la facultad de intervenir o establecer los precios de comercialización en el mercado interno en cualquier etapa de la producción. Para esto, la reglamentación define los precios de comercialización de los hidrocarburos y sus derivados en el mercado interno como los precios “resultantes de la oferta y la demanda en su libre comercialización”. Asimismo, establece que las empresas estatales solo podrán vender a precios que reflejen el equilibrio competitivo de la industria, con paridad de exportación o importación según corresponda. 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. Sin embargo, desde abril 2025 y en función de los anuncios de mayor producción y la desaceleración del comercio internacional se ha producido una nueva caída de los precios del crudo. 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 si 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, o 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 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”*.

Mediante el decreto del DNU 70/2023, se sustituyó el artículo 609 de la Ley N° 22.415 estableciendo que el Poder Ejecutivo Nacional no podrá establecer prohibiciones ni restricciones a las exportaciones o importaciones por motivos económicos y solo se podrán realizar por Ley.

El Gobierno nacional ha modificado el sistema de importaciones, mediante la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 dictada por la AFIP y la Secretaría de Comercio, la cual reemplazó el Sistema de Importaciones de la República Argentina (*“SIRA”*), por el Sistema Estadístico de Importaciones (*“SEDI”*), el cual establece que sólo los importadores de bienes deberán anticipar la información relativa a sus destinaciones de importación para consumo, pero a diferencia de lo estipulado bajo los regímenes anteriores, los controles realizados por las autoridades son más limitados y la aprobación de la SEDI no requiere el análisis de la capacidad económica financiera del importador. Asimismo, a diferencia de los regímenes anteriores, si transcurrido un plazo de 30 días la SEDI no es aprobada, se considerará aprobada automáticamente. Por otra parte, los pagos de servicios no están alcanzados por la obligación de gestionar la SEDI, en contraste con lo previsto en los sistemas previos. Esta medida buscó eliminar trabas basadas en la discrecionalidad, reduciendo posibles casos de corrupción y alineándose con estándares internacionales de la Organización Mundial del Comercio. Si bien se suprimieron los bloqueos de la Secretaría de Comercio, se mantienen aquellos relacionados con la seguridad y salubridad de las mercaderías. Además, se abordan temas de deuda comercial con proveedores extranjeros mediante el establecimiento de un padrón y la implementación del *“Bono para la Reconstrucción de una Argentina Libre”* (*“BOPREAL”*). Este enfoque busca ordenar el flujo de comercio exterior y resolver la deuda acumulada, siendo complementado por la Comunicación *“A”* 8035 del BCRA sobre los plazos de pago de importaciones realizadas desde diciembre de 2023 (para más información ver *“Información Adicional – Controles de Cambio”* de este Prospecto).

Asimismo, con fecha 29 de noviembre de 2024, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1057/2024, reglamentando las modificaciones introducidas por la Ley de Bases a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley del Gas, y los aspectos relativos a la legislación ambiental uniforme para el sector, garantizando que el derecho a exportar no sea interrumpido una vez cumplidos los requisitos establecidos.

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, incluyendo las 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.

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 (extendido 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 GNL, se ajustarán a principios de transparencia, no discriminación e interés público.

Asimismo, a través del DNU 70/2023, se estableció que el Poder Ejecutivo Nacional no podrá establecer prohibiciones ni restricciones a las exportaciones o importaciones por motivos económicos y solo se podrán realizar por Ley.

A su vez, el Gobierno nacional ha modificado el sistema de importaciones, la cual reemplazó el SIRA, por el SEDI, por la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 dictada por la AFIP y la Secretaría de Comercio, véase “*Factores de Riesgo - 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*”.

Por último, con fecha 8 de julio de 2024, fue sancionada la Ley de Bases. Entre otras disposiciones, la Ley de Bases incluye en el Título VI referente a Energía, múltiples modificaciones a la Ley de Hidrocarburos relacionadas con el régimen de exportaciones. Conforme la Ley de Bases, el Poder Ejecutivo Nacional establecerá la política nacional de hidrocarburos, con el objetivo de maximizar la renta y satisfacer las necesidades del país, y también fijará el régimen de importación y exportación

de hidrocarburos. Adicionalmente, la exportación de hidrocarburos está permitida, sujeta a la no objeción de la Secretaría de Energía, con ciertas condiciones técnicas y de seguridad del suministro.

En el mismo sentido, la Ley de Bases incluyó modificaciones a la Ley de Gas relacionadas con el régimen de importaciones y exportaciones. Las importaciones de gas natural no requerirán aprobación previa, aunque deberán ser reglamentadas por el Poder Ejecutivo. Sin embargo, la Secretaría de Energía deberá autorizar las exportaciones de GNL dentro de un plazo específico, garantizando la firmeza de las exportaciones autorizadas hasta 30 años; la Secretaría de Energía también realizará un estudio para declarar la disponibilidad de recursos gasíferos a largo plazo, asegurando el abastecimiento interno y la capacidad de exportación de GNL.

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 adquiriera 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. La infraestructura de Argentina para el transporte de petróleo crudo no es suficiente para la demanda. Si bien ya se pusieron en marcha ciertas ampliaciones y existen proyectos que se están llevando a cabo para aumentar la capacidad de transporte, esos proyectos podrían no resultar suficientes en base a ciertas predicciones de producción e implicar que sea necesario transportar crudo en camiones.

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 hidrocarburíferos. 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) 99/2024.

La actual administración está priorizando el superávit fiscal, lo que ha llevado a la reducción o eliminación de subsidios financiados por el Tesoro Nacional. En ese contexto, en el primer semestre de 2024, el Estado según lo dispuesto en la Resolución Conjunta N° 43/2024 de la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda y mediante la Res SEN N° 58/2024, modificada por las Res. N° 66/2024 y 77/2024, estableció un régimen excepcional, transitorio y único para el pago de las transacciones económicas del MEM de diciembre 2023 y enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD

2038 L.A.) no cumplió con ciertos pagos a productores de gas y generadores eléctricos, sustituyendo la compensación económica en concepto de pago provisorio con destino a las empresas con la entrega de títulos públicos de deuda, según lo dispuesto en la Resolución Conjunta N° 43/2024 de la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda. Asimismo, la recientemente sancionada Ley de Bases introduce distintas modificaciones a la Ley N°17.520 de obras públicas, mediante las cuales el PEN podrá otorgar concesiones de obras e infraestructuras públicas por un plazo fijo o variable a sociedades privadas o mixtas o a entes públicos para la construcción, conservación o explotación de obras o infraestructura pública y para la prestación de servicios públicos mediante el cobro de tarifas, peajes u otras remuneraciones. Si bien parece claro que la gestión actual de gobierno parece orientarse hacia la eliminación de medidas intervencionistas en la industria, el apoyo político necesario para su implementación parece atado a la obtención de resultados económicos satisfactorios en un panorama incierto. No puede descartarse, entonces, que el fracaso o la demora en alcanzar los objetivos planteados puedan conducir a la reimplantación de medidas regulatorias que impliquen la intervención en precios, tarifas, importación y exportación de volúmenes o en el giro de divisas al exterior.

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. 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. A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N.º 70/2023, publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materia energética hasta el 31 de diciembre de 2025. Posteriormente, mediante el Decreto 370/2025 se extendió ese plazo hasta el 9 de julio de 2026, manteniendo la emergencia del sector y la intervención del ENRE y ENARGAS. 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; y en el futuro podría verse afectada por diversos fenómenos

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, la demanda se ha visto afectada y podría verse afectada en el futuro por diversos factores, independientemente de la estacionalidad que caracteriza a la demanda.

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 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 CAMMESA 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 generadores de potencia descentralizada, por ejemplo vía plantas de energía a pequeña escala dentro de o cerca de áreas 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 CAMMESA, 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 CAMMESA, 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 CAMMESA, el entonces ME&M llevó adelante el Programa RenovAr para la celebración de contratos de fuente renovable con CAMMESA por el plazo de 20 años. De acuerdo con un informe publicado por CAMMESA, 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 MEM 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 CAMMESA 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.

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.

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 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 dificultoso 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 2025, con aproximadamente 2.284 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 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.

El nivel de endeudamiento de la Emisora puede afectar adversamente sus actividades, resultados de las operaciones, situación financiera y su capacidad de pagar intereses sobre, o repagar el capital de las Obligaciones Negociables

La Sociedad tiene importantes obligaciones de servicio de deuda. Al 30 de abril de 2025, la deuda neta pendiente de pago de la Sociedad era de aproximadamente US\$ 407,7 millones.

El nivel de endeudamiento puede tener serias consecuencias para la Sociedad, tales como tornar más dificultoso cumplir con sus obligaciones respecto de las Obligaciones Negociables; exigir a la Sociedad destinar una parte significativa de sus flujos de fondos de las operaciones a los pagos respecto de su deuda, limitando de ese modo los fondos disponibles para capital de trabajo, inversiones de capital significativas, adquisiciones y otros fines societarios generales; limitar la flexibilidad de la Sociedad de planificar, o reaccionar a, los cambios en la producción o presiones de la competencia, así como a otros cambios en nuestro sector; colocar a la Sociedad en situación de desventaja frente a sus competidores con un menor nivel de endeudamiento que ésta; o aumentar la vulnerabilidad de la Sociedad a las condiciones económicas adversas tanto de índole general como las específicas del sector.

La Sociedad asimismo puede en el futuro incurrir en deuda adicional significativa en ciertas circunstancias. No podemos garantizar que no incurriremos en deuda adicional significativa en el futuro.

Además, las tasas de interés fluctúan a lo largo del tiempo y no podemos garantizar que en el futuro podamos refinanciar nuestra deuda a tasas de interés razonables y, como resultado de ello, puede que tengamos que reducir nuestras inversiones de capital proyectadas lo que, a su vez, puede afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones en el futuro. En particular, nuestra incapacidad de refinanciar las Obligaciones Negociables una vez que debamos comenzar a realizar pagos de capital podría llevarnos a caer en situación de incumplimiento si no podemos financiar estos pagos y otras obligaciones de servicio de deuda con dinero en efectivo disponible.

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, los actuales conflictos entre Ucrania y Rusia y entre Israel e Irán, 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 los actuales conflictos entre Ucrania y Rusia y entre Israel e Irán 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 desdoblar su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar dichas mayorías.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes 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.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y Financiamiento

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.

Área 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.

Área Parva Negra Oeste: En noviembre de 2023, Capex, al haber cumplido con las inversiones comprometidas y luego del primer período de exploración sin encontrar hidrocarburos comercialmente explotables, optó por no continuar con el segundo período de exploración, dando por terminado así el contrato de exploración, y eventual desarrollo y producción del área.

Obligaciones negociables Clase III y IV: El 27 de febrero de 2023, en el marco del Programa, Capex emitió obligaciones negociables (Clases III y IV) "dolar linked" a una tasa del 0%. Estas debían suscribirse y pagarse en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderos en pesos al tipo de cambio aplicable. Las Clases III y IV fueron emitidas por un monto total de US\$22.4 millones y US\$17.6 millones, con vencimiento en febrero de 2026 y febrero de 2027, respectivamente. Los fondos de ambas Clases se destinaron a la refinanciación de los pasivos existentes y a la financiación de la línea de negocio de la Compañía.

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Área Agua del Cajón: El 4 de julio de 2023 suscribimos un Acuerdo de Farm-Out con Trafigura para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta dentro del campo Agua del Cajón. En virtud de este Acuerdo, Trafigura se comprometió a participar con nosotros en el desarrollo de cuatro pozos y tendrá derecho, durante un período de 30 meses, a participar en doce pozos adicionales. Por dicha participación, Trafigura aportará el 30% de la inversión en los pozos en los que participe y, a su vez, tendrá derecho a la producción resultante de dichos pozos durante un periodo de doce años. Además, ejecutamos otros contratos con Trafigura, incluido un Acuerdo de Operación Conjunta y un Acuerdo de Unión Temporal. En virtud de estos acuerdos, Trafigura nos pagará ciertas cantidades relacionadas con el acceso a los pozos en los que participa, una regalía sobre su producción y los costos operativos

Durante el año fiscal finalizado el 30 de abril de 2024, en el Área de Agua del Cajón, se perforó, completó y puso en producción el primer PAD de 4 pozos horizontales en la formación Vaca Muerta (PAD ADC-1050), con longitudes laterales que oscilan entre los 2,500 y 2,800 metros. El PAD ADC-1050 se perforó, completó y se puso en producción como parte del acuerdo Farm Out con Trafigura y, en consecuencia, la inversión requerida fue financiada en un 30% por Trafigura y en un 70% por nosotros.

Adicionalmente, se iniciaron los trabajos para ampliar la capacidad de tratamiento y despacho de crudo para apoyar el desarrollo de la formación Vaca Muerta. Los resultados obtenidos en este PAD, junto con los buenos resultados obtenidos en las áreas adyacentes de intervalos similares y otros trabajos asociados realizados por Capex, incentivan la perforación de un segundo PAD de 4 pozos con una longitud lateral promedio de aproximadamente 2.950 metros durante el próximo año fiscal.

Área Puesto Zúñiga: Luego de la puesta en marcha comercial del área en el ejercicio pasado, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 se consolidó el proceso de incremento progresivo de producción de gas y condensado asociado. A la fecha, la Sociedad lleva perforados 6 pozos productivos. Durante este ejercicio se perforó y terminó el pozo PZ-2007 dando como resultado la productividad esperada.

Área Loma Negra: Se realizó la terminación del pozo AMO-1001 con objetivo petróleo dando como resultado una productividad mayor a la esperada. En el próximo ejercicio se espera desarrollar esta estructura con la perforación de un pozo adicional. Adicionalmente, se prevé desarrollar una estructura análoga en el yacimiento Anticlinal de María mediante el pozo AMa-1001 a ser perforado durante el próximo ejercicio. Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 también se puso en marcha el centro de compresión de media presión en el yacimiento de Loma de María.

Área La Yesera: Durante el ejercicio se perforó el pozo LY-1003. 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 producción asociada al 72,5%. El pozo aún se encuentra en etapa de evaluación.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I: En el área Bella Vista Oeste se perforaron 6 pozos obteniendo resultados de acuerdo con lo previsto y en el área Pampa del Castillo 14 pozos de desarrollo, con menores resultados a los esperados, pero manteniendo resultados económicos positivos. La Sociedad debió registrar una desvalorización de los bienes del rubro “Propiedad, planta y equipo” de la unidad generadora de efectivo (UGE) Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste por millones \$ 21.768 debido principalmente a una disminución neta de las reservas producto de los resultados en las perforaciones.

Área Parva Negra Oeste: La Sociedad ha cumplido en exceso con el programa de inversiones comprometidas. Los resultados obtenidos en la exploración del área (presencia de gas sulfhídrico en la formación Vaca Muerta en importantes cantidades) y el bajo precio de venta del gas previsto para los próximos ejercicios dificultan un posible futuro desarrollo económico del área; por tal motivo la Sociedad decidió no continuar con el segundo período exploratorio dando por terminado el Contrato con GyP conforme los términos y condiciones del mismo y dando de baja las inversiones realizadas por millones \$ 65.386.111.

Canje de Obligaciones Negociables Clase II por Clase V: Con fecha 24 de julio de 2023 y en el marco del Programa, Capex presentó su oferta de canje de obligaciones negociables clase II en circulación a una tasa de interés del 6,875% con vencimiento en 2024, por las obligaciones negociables clase V, a una tasa de interés del 9,250% con vencimiento en 2028. Los resultados de la oferta arrojaron una participación de US\$ 197.398.000 del monto de capital total de las obligaciones negociables clase II existentes, representativas de aproximadamente el 82,65% del monto de capital total de las obligaciones negociables clase II existentes que se encontraban en circulación.

Obligaciones Negociables Clase VI, VII y VIII: Con fecha 7 de septiembre de 2023 y en el marco del Programa, Capex emitió las obligaciones negociables clases VI y VII “dólar link” a una tasa del 0%, suscriptas e integradas en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable (conforme dichos términos se definen en el respectivo suplemento de prospecto), por un monto total de US\$ 30,7 millones y US\$ 39,3 millones con vencimiento septiembre 2026 y septiembre 2027, respectivamente.

Adicionalmente, el 29 de abril de 2024 Capex emitió obligaciones negociables clase VIII por un monto total de US\$ 47,4 millones con vencimiento junio 2026 con una tasa de interés del 5,95%.

Para dichas obligaciones negociables emitidas, el destino de los fondos incluyó refinanciación de pasivos existentes y el financiamiento del giro comercial de su negocio.

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Área Agua del Cajón: Los resultados obtenidos con el PAD 1050 en el ejercicio anterior, junto con los resultados favorables en áreas en Vaca Muerta y otros trabajos relacionados realizados por la Sociedad, impulsaron la perforación del segundo PAD de 4 pozos con una longitud lateral promedio de aproximadamente 3.000 metros (PAD 1060).

El 21 de noviembre de 2024 se firmó el “Asset Technical Collaboration Agreement” entre Capex y Schlumberger Argentina S.A. (Schlumberger), para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta.

Adicionalmente, con este acuerdo, se suscribió un “Asset Management Agreement” y un contrato de Unión Transitoria de Empresas denominada “Capex – Trafigura – SLB – UT Agua del Cajón”, con la participación de la Sociedad en un 51%, Trafigura Argentina S.A. en un 30% y Schlumberger Argentina S.A. en un 19%.

En virtud de los acuerdos, Schlumberger asumió el compromiso de participar en el desarrollo de 4 pozos (PAD 1060) junto con la Sociedad y Trafigura Argentina S.A., y tendrá el derecho, durante 30 meses, a participar en hasta 8 pozos adicionales, para lo cual participará con el 19% de las inversiones requeridas para la perforación, terminación e instalaciones relacionadas con los pozos en los que participe mediante la prestación de ciertos servicios y, en consecuencia, tendrá derecho al 19% de la producción resultante de los mismos durante 12 años.

El PAD ADC-1060 se completó sobre finales del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 obteniendo resultados iniciales de acuerdo con lo esperado.

Área Puesto Zúñiga: La Sociedad lleva perforados 7 pozos a partir de la puesta en marcha comercial del área en el año 2023. La Sociedad continuará con el desarrollo del área mediante la perforación de nuevos pozos de gas, cuando el precio del gas lo amerite. Se encuentra en evaluación la implementación de un proyecto de compresión de media a alta presión para aumentar las reservas y extender la vida del yacimiento.

Área Loma Negra: Durante este ejercicio se perforaron tres pozos con objetivos de petróleo y se llevó a cabo un programa de reparación de 4 pozos productores y un pozo inyector. Los resultados fueron los esperados.

Área La Yesera: Durante este ejercicio no se registró actividades en pozos, se realizaron diversos estudios para elaborar un nuevo modelo estático y modelo dinámico en función de las últimas inversiones realizadas.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I: En el área Bella Vista Oeste se perforaron 3 pozos y en el área Pampa del Castillo 9 pozos de desarrollo, de acuerdo con lo previsto, con menores resultados a los esperados, pero manteniendo resultados económicos positivos. La Sociedad debió registrar en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025 una desvalorización de los bienes del rubro Propiedad, planta y equipo relacionados con esta área por millones \$ 43.581,3 debido fundamentalmente a la disminución de reservas del área, generado por las últimas campañas de perforación, el precio del crudo y el incremento en el nivel de costos de operación de las áreas.

Área Cinco Saltos Norte: Con fecha 20 de marzo de 2025 se publicó el Decreto N° 197/25 por el cual la Provincia de Río Negro adjudicó a Capex el permiso de exploración sobre el Área No Convencional de Cinco Saltos Norte. El compromiso de inversión contempla la perforación de un pozo de 1500 metros de rama horizontal a la formación Vaca Muerta para el primer período de tres años, es por US\$ 6,85 millones y cuenta con la posibilidad de acceder a un segundo período de dos años, extensibles por un último período de prórroga de hasta 3 años adicionales. Ante la documentación de hidrocarburos comercialmente explotables, la Sociedad podrá solicitar una Concesión de Explotación no convencional en los términos de la Ley 17.319.

Producciones y Reservas: La producción de petróleo equivalente promedio en el presente ejercicio fue de 15,9 mil m3/d, que compara con 16,2 mil m3/d del ejercicio anterior. Las reservas comprobadas de hidrocarburos de la Sociedad son 97,7 millones de boe versus 87,6 millones de boe del ejercicio anterior, incrementándose en un 11,5% en barriles de petróleo equivalente, como consecuencia fundamentalmente de la certificación de reservas no convencionales incrementales en el área Agua del Cajón, producto de lo expuesto anteriormente.

Parque Solar “La Salvación”: 4Solar obtuvo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial del 50% de la capacidad de generación y en julio obtuvo la habilitación comercial total. Dicha central genera energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada es evacuada al SADI y su comercialización se realiza mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER). Actualmente, se cuenta con contratos de provisión por plazo promedio de 5 años firmados con Arcos Dorados S.A., Sika Argentina S.A.I.C., Autobat S.A. e Interpack S.A., entre otras.

El Parque Solar La Salvación se encuentra ubicado a 15 km de la localidad de Quines, provincia de San Luis. El mismo tiene una potencia instalada de 20 MW y está compuesto por 41.040 paneles solares de 605 y 610 W de potencia, 78 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas.

La operación del parque solar es llevada a cabo acatando todas las normativas técnicas, ambientales y legales vigentes, lo que implica la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental basado en la norma ISO 14.001.

Obligaciones Negociables Senior Notes Clase X y XI: Con fecha 5 de julio de 2024 y en el marco del Programa Global de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal en circulación de hasta US\$ 600.000.000 o su equivalente en otras monedas, Capex emitió Obligaciones Negociables Clase X “dólar link” a tasa 0% a ser suscriptas e integradas en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, por un monto total de US\$ 55,6 millones con vencimiento julio 2027.

Posteriormente, con fecha 17 de junio de 2025, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en dólares, a una tasa de interés fija del 7,75%, con vencimiento el 17 de junio de 2028 por US\$ 45,1 millones, emitidas en el marco del programa mencionado anteriormente.

Para las Obligaciones Negociables emitidas, el destino de los fondos incluyó inversiones en activos físicos situados en el país, refinanciación de pasivos existentes y el financiamiento del giro comercial de su negocio.

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.

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 desde 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 es lícita 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.

A continuación, se indican los actuales miembros del Directorio de Capex de conformidad con lo decidido por la Asamblea General Ordinaria de fecha 20 de agosto de 2025, que a la fecha del presente Prospecto se encuentra pendiente de inscripción ante la IGJ.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento (*)	Carácter (**)
Alejandro Enrique Götz	Presidente	20/08/2025	30/04/2026	No Independiente
Pablo Alfredo Götz	Vicepresidente	20/08/2025	30/04/2026	No Independiente
Rafael Andrés Götz	Director Titular	20/08/2025	30/04/2026	No Independiente
Verónica Segovia	Directora Titular	20/08/2025	30/04/2026	Independiente
Pablo Menéndez	Director Titular	20/08/2025	30/04/2026	Independiente
Ernesto Grandolini	Director Suplente	20/08/2025	30/04/2026	Independiente
Miguel Fernando Götz	Director Suplente	20/08/2025	30/04/2026	No Independiente
Sebastián Götz	Director Suplente	20/08/2025	30/04/2026	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 8°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., Presidente de Interenergy Inversiones S.A., Vicepresidente de Interflow S.A., Vicepresidente de Plenum 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 8°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 Plenum 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 8°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 Plenum 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.

Veronica Segovia (D.N.I. 18516154 | C.U.I.T/C.U.I.L. 23-18516154-4 | Domicilio: Av. Córdoba 950 8° C, C.A.B.A.). Nacida el 15 de abril de 1967. Se recibió de contadora en la Universidad Católica Argentina, y luego de Especialista en Sindicatura Concursal en la misma Universidad. Ha realizado el Programa de Capacitación Directiva del IAE Business School y se encuentra certificada como Coach de Negocios Conscientes en el Conscious Business Center Internacional Fred Kofman. Se incorporó a la Emisora en agosto de 2023. Además de desempeñarse como Directora Titular de la Emisora, es miembro integrante del Comité de Auditoría. Se ha desempeñado en el Estudio Contable Mazzeo y Asociados, Bank of Boston, compañía auditora Arthur Andersen, Segovia Hnos. Estaciones de Servicio S.A., como síndico concursal, como perito contadora oficial, ha constituido y participado en sociedades profesionales de contadores, ha sido gerente de administración en la Asociación Civil para la promoción Deportiva, Educativa y Social durante ocho años, y Coach Ejecutiva en los últimos tres años.

Pablo Menéndez (D.N.I. 20349933 | C.U.I.T 20-20349933-8 | Domicilio: Av. Córdoba 950 8°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 8°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 8°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 Plenum 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 8°C, C.A.B.A.). 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 Plenum 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 Airolde	Gerente de Auditoría Interna
Oscar Ernesto Nefa	Gerente de Administración y Recursos Humanos Comahue
Paola Karina Bazán	Coordinadora de Compensaciones y Relaciones Laborales
Alberto Vildosola	Gerente de Energía
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 (D.N.I. 20.149.094 | C.U.I.L 20-20149094-5, Domicilio: Av. Córdoba 950 8°C, C.A.B.A.). Nacido el 02 de febrero de 1968, es licenciado en Economía por la Universidad Católica Argentina y posee un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Se unió a Capex 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 8°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 Interbargo 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 8°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 8°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 Irazusta (D.N.I. 12.724.965 | C.U.I.T/C.U.I.L. 20-12724965-3 | Domicilio: Av. Córdoba 950 8°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 8°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 Bidas 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 8°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 8°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 8°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 8°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.

Alberto María Vildósola (DNI 16.677.397 | CUIL 20-16677397-1) | Domicilio: Av. Córdoba 950 8°C, C.A.B.A.). Nacido el 7 de diciembre de 1963, se recibió de Ingeniero Electricista en la Universidad de Buenos Aires y del Master en Dirección de Empresas del CEMA. Se incorporó a la Emisora en septiembre de 1999 y ocupa el cargo de Gerente de Energía desde julio de 2025. Anteriormente se desempeñó en Perez Companc por tres años y Aerolíneas Argentinas por cinco años.

Silvia María Vidal Hernández (D.N.I. 26.067.798 | C.U.I.L. 27-26067798-0) | Domicilio: Av. Córdoba 950 8°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 20 de agosto de 2025.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento (*)
Norberto Feoli	Síndico Titular	20/08/2025	30/04/2026
Edgardo Giudicessi	Síndico Titular	20/08/2025	30/04/2026
Mario Árraga Penido	Síndico Titular	20/08/2025	30/04/2026
Claudia Marina Valongo	Síndico Suplente	20/08/2025	30/04/2026
Andrea Mariana Casas	Síndico Suplente	20/08/2025	30/04/2026
Claudia Angélica Briones	Síndico Suplente	20/08/2025	30/04/2026

(*) 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 8°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 8°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 8°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 8°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 8°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 8°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 de la Sociedad celebrada con fecha 21 de agosto de 2024, el monto total de honorarios percibidos por los miembros del Directorio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 ascendió a la suma total de \$ 200.000.000, mientras que los honorarios percibidos por los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 ascendió a la suma total de \$ 34.211.810. 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 2024 y 2023 ascendió a \$ 3.071.976 miles y \$ 5.861.284 miles, expresado a valores del 30 de abril de 2024, respectivamente.

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 20 de agosto de 2025 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	20/08/2025	30/04/2026
Verónica Segovia	Miembro Titular	20/08/2025	30/04/2026
Alejandro Götz	Miembro Titular	20/08/2025	30/04/2026

Los miembros del Comité de Auditoría permanecerán en sus cargos luego del vencimiento de sus mandatos, hasta la designación de sus reemplazos por parte del Directorio. 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 Anuales Auditados 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 20 de agosto de 2025 el Directorio de la Sociedad nombró a los siguientes integrantes del Comité:

Nombre	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento de Mandato
Pablo Menéndez	Presidente	20/08/2025	30/04/2026
Verónica Segovia	Miembro Titular	20/08/2025	30/04/2026
Alejandro Götz	Miembro Titular	20/08/2025	30/04/2026

Los miembros del Comité de Nominaciones y Remuneraciones permanecerán en sus cargos luego del vencimiento de sus mandatos, hasta la designación de sus reemplazos por parte del Directorio. 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 posee 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 pública, junto con la memoria un reporte del Código de Gobierno Societario, pudiendo consultarse el reporte correspondiente al ejercicio

finalizado el 30 de abril de 2025 en la AIF bajo el ID #3386354 (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 Director Ejecutivo y de los Gerentes; y (viii) Política de Sucesión del Director Ejecutivo.

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 2025, 2024 y 2023:

	2025	2024	2023
Empleados	339	328	317

De los 339 empleados de Capex al 30 de abril de 2025, 19 se encuentran encuadrados al Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, 81 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, 2 al Sindicato de Petroleros Privados de Chubut, 6 a la Asociación del Personal Universitario de Agua y Energía, 24 son miembros de la Asociación del Personal Jerárquico del Agua y Energía (sindicatos) y 144 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 convencionado que opta por esta última opción).

Contratistas

Al 30 de abril de 2025, los contratistas de Capex contaban con un personal contratado de aproximadamente 2.284 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 2025, 2024 y 2023 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). Los auditores externos fueron designados a tales fines por las Asambleas de Accionistas de fechas 24 de agosto de 2022, 23 de agosto de 2023 y 21 de agosto de 2024, respectivamente. 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 2025	Paula Verónica Aniasi	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	Bouchard 557 Piso 8° CABA	24.892.381	23-24892381-4	CPCECABA T° 364, F° 121

30 de abril de 2024	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 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

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de agosto de 2025 designó al estudio Price Waterhouse & Co. S.R.L. para que lleve a cabo las tareas de auditoría externa de la Compañía para el ejercicio que finalice el 30 de abril de 2026, designando al Sr. Gustavo Ariel Vidán y a la Sra. Paula Aniasi como auditor titular y suplente, respectivamente.

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 U\$S600.000.000 (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	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. Los términos específicos de cada Clase y/o Serie serán detallados en el Suplemento de Prospecto respectivo.
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 A3 Mercados 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 Anonyme, 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 descriptos 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. Asimismo, Fix SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (Afiliada de Fitch Ratings), en su informe de fecha 9 de junio de 2025, ha otorgado la calificación “AA(Arg)”, con perspectiva “estable”, (i) a la Emisora, como “emisor de largo plazo”, y (ii) a sus Clases de Obligaciones Negociables en circulación (Obligaciones Negociables Clases III, IV, V, VI, VII, VIII, X y XI); pudiéndose consultar dicho informe en el link que se indica a continuación: <https://www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=158>.

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 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 publicarán 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.

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.
4 SOLAR S.A.	Argentina	100%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
PREXIUM S.A.U.	Argentina	100%	Comercialización de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, sus derivados y energía eléctrica.

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 2024, la Emisora posee 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 2024, la Emisora posee 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.

EG 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 2024, 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.

4Solar S.A.

4SOLAR es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, inscripta ante la Inspección General de Justicia bajo el número 15140 del Libro 104, Tomo - de Sociedades por Acciones. Es una subsidiaria directa en la cual, al 30 de abril de 2024, la Emisora posee una participación directa e indirecta del 100%. 4Solar construyó un Parque solar denominado “La Salvación”, en Quines, provincia de San Luis, cuya planta fotovoltaica, con conexión a la red de 20 MW nominales, generará energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. El parque está compuesto por 40.338 paneles solares de 600W de potencia, 76 inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra, la planta ocupa aproximadamente 49 hectáreas de superficie. 4Solar obtuvo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial del 50% de la capacidad de generación, y en el mes de julio se habilitó del 50% restante. La energía generada será evacuada al SADI y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Accionistas y Socios principales

Al 30 de abril de 2025, 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”); quienes revisten el carácter de beneficiarios finales de la Sociedad, de conformidad con la Resolución UIF 112/2021. Debe tenerse en cuenta que la Familia Götz tiene una tenencia accionaria directa del 11,76% e indirecta del 75,69% en Capex, conforme se detalló anteriormente, por sus tenencias indirectas en CAPSA, Interenergy Inversiones S.A. y Wild.

A la fecha del presente Prospecto, 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 2 de agosto de 2024.

Transacciones con Partes Relacionadas

(i) *Con la sociedad controlante*

Las operaciones con CAPSA fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024(*) (Miles de \$)	30.04.2023(*) (Miles de \$)
Venta de energía eléctrica	349.401	433.475	787.434
Gastos correspondientes a CAPSA	689.028	492.706	469.766
Venta de créditos fiscales	3.468.618	-	-

Gastos correspondientes a CAPEX	-	-	(14.754)
Dividendos pagados	-	-	(74.425.915)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - 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. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023 (*) (Miles de \$)
Alquileres de oficinas y cocheras	-	-	(83.195)
Servicios prestados	-	-	(2.243)
Gastos coparticipables	-	-	(2.425)
Gastos correspondientes a Interenergy Argentina S.A.	181	-	66.846

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - 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, los cuales se han ido prorrogando 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 Capex S.A.

Corresponde a los gastos coparticipables por gastos de administración de Interenergy Argentina que fueron pagados por Capex.

Gastos correspondientes a Interenergy Inversiones S.A.:

Las operaciones con Interenergy Inversiones S.A. fueron:

	30.04.2025	30.04.2024	30.04.2023(*)
	En miles de \$	En miles de \$	En miles de \$
Dividendos pagados	-	-	(597.115)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

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		
	30.04.2025	30.04.2024(*)	30.04.2023 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.	-	-	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - 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		
	30.04.2025	30.04.2024 (*)	30.04.2023 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Wild S.A.	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	(339.700)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

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		
	30.04.2025	30.04.2024 (*)	30.04.2023 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Gastos correspondientes a Interflow	927	-	751

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

(v) *Con las sociedades vinculadas*

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025	30.04.2024(*)	30.04.2023(*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Venta de material de rezago	21.222	-	-
Alquileres de oficinas y cocheras	(1.524.367)	(1.188.371)	(1.592.807)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - 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 el cual se ha ido prorrogando hasta la fecha, sobre las oficinas de Melo 630 (sito en Vicente López, Provincia de Buenos Aires) y sus cocheras.

(vi) *Con accionistas personas físicas:*

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025	30.04.2024 (*)	30.04.2023 (*)
	(Miles de \$)	(Miles de \$)	(Miles de \$)
Dividendos pagados	-	-	(11.704.847)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo “Antecedentes Financieros”.

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		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023(*) (Miles de \$)
Servicios dirección, operación	5.072.158	3.794.371	5.298.981
Gastos prorrateables	1.076.579	782.080	636.156
Cargos por servicios administrativos indirectos	748.459	613.342	739.747
Reintegro de gastos	261.496	650.319	302.334
Aportes realizados	(19.658.704)	(21.443.735)	(22.900.754)
Distribuciones a los socios	4.236.283	3.351.515	4.709.899

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Las operaciones con Lote IV la Yesera fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023 (*) (Miles de \$)
Servicios dirección, operación	912.520	835.656	1.286.435
Gastos prorrateables	245.921	166.160	274.362
Cargos por servicios administrativos indirectos	144.786	487.158	368.698
Reintegro de gastos	848	29.078	2.328
Aportes realizados	(13.074.895)	(6.409.073)	(15.776.290)
Distribuciones a los socios	906.967	2.406.196	2.798.151

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

(viii) Con las UTs

Las operaciones con Puesto Zúñiga fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023(*) (Miles de \$)
Servicios dirección, operación	1.574.616	1.280.739	1.581.400
Cargos por servicios administrativos indirectos	77.973	382.311	561.661
Reintegro de gastos	67.856	1.976	11.908.767
Aportes realizados	(11.676.405)	(46.940.876)	(15.030.893)
Distribuciones a los socios	1.254.786	7.727.241	6.339.749

Las operaciones con Pampa del Castillo fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023 (*) (Miles de \$)
Servicios dirección, operación	8.881.474	10.389.715	9.399.377
Cargos por servicios administrativos indirectos	3.680.365	3.344.222	4.440.324
Reintegro de gastos	264.071	809.793	86.767
Aportes realizados	(137.164.480)	(159.004.891)	(186.074.329)
Distribuciones a los socios	24.156.972	46.656.243	37.968.417

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

Las operaciones con ADC (Capex - Trafigura UT) fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023(*) (Miles de \$)
Reintegro de gastos	121.304	18.036.524	-
Aportes realizados	(10.551.334)	(61.740.147)	-
Distribuciones a los socios	852.949	12.201.176	-

Las operaciones con ADC (Capex - Trafigura – Schlumberger UT) fueron:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025 (Miles de \$)	30.04.2024 (*) (Miles de \$)	30.04.2023(*) (Miles de \$)
Reintegro de gastos	802.608	-	-
Aportes realizados	(20.767.341)	-	-
Distribuciones a los socios	4.189.399	-	-

Saldos al 30 de abril de 2025, 2024 y 2023 con partes relacionadas

	Al 30 de abril de 2025 (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.	62.460	-	-
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	57.120	-
- Lote IV La Yesera	-	-	3.529
- Pampa del Castillo	-	31	-
- ADC (Capex Trafigura UT)	-	-	3.995
- ADC (Capex- Trafigura-Schlumberger UT)	269.254	890.935	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	-	-	1.093
Interenergy Argentina S.A.	181	-	-
Total en moneda nacional	331.895	948.086	8.617
En moneda extranjera			
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	78	-
- Lote IV La Yesera	-	9.813	-
- ADC (Capex Trafigura UT)	-	-	303.223
Total en moneda extranjera	-	9.891	303.223

	Al 30 de abril de 2024(*) (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.	46.876	85.660	1
Consortcios / UT:			
- Área Río Negro Norte	6.534	452.852	255.639
- Lote IV La Yesera	47	401.639	64.122
- Pampa del Castillo	2.350	1.582.888	156.577
-Puesto Zúñiga	18	177.341	28.882
- ADC (Capex Trafigura UT)	37.600	52.545	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	-	-	1.610
Total en moneda nacional	93.425	2.752.925	506.831
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	39.573	-
Consortcios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	59	-
- Lote IV La Yesera	-	105.322	-
- Pampa del Castillo	-	28.240	-
- Puesto Zúñiga	-	3.857	-
Total en moneda extranjera	-	177.051	-

*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2024 - Ver capítulo "Antecedentes Financieros".

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.	14.978	59.019	8.138
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por el controlante:			
-Wild	69	-	-
Consorticios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	52	-
- Lote IV La Yesera	-	-	-
- Pampa del Castillo	-	74.520	-
Total en moneda extranjera	-	117.883	-

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 propiedad	la 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 MMm ³ /día	Energía eléctrica	Neuquén
Planta de GLP	n/a	Producción	2,4 MMm ³ /día	GLP	Neuquén
PED I	Prenda en primer grado en favor de CII	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
Parque solar “La Salvación”	n/a	Producción	20MW	Energía fotovoltaica	San Luis

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 2025, 2024 y 2023 de la Compañía, que exponen la situación financiera consolidada de la Compañía al 30 de abril de 2025, 2024 y 2023 y los estados consolidados de resultados integrales y de flujos de efectivo para los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023 (los “Estados Financieros Consolidados”). Los referidos Estados Financieros Consolidados reflejan la información financiera de las subsidiarias de la Emisora, Servicios Buproneu, Hychico, EG WIND S.A., 4Solar S.A. y PREXIUM S.A.U.

Los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2025 y 2024 y 30 de abril de 2024 y 2023 (los “Estados Financieros Consolidados Anuales”) fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), cuyo informe de fecha 8 de julio de 2025 y 8 de julio de 2024., 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 2025. 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 2025 fueron aplicadas.

Los Estados Financieros Consolidados Anuales correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025 y 2024 y 30 de abril de 2024 y 2023 podrán ser consultados en la AIF bajo los ID #3386216, #3222868 y #3061349, 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 2025	30 de abril 2025	30 de abril 2024(*)	30 de abril 2023(*)
	(en miles de U.S.\$)(**)		(en miles de Ps.)	
Ingresos	347.994	407.152.615	488.326.775	520.849.699
Costo de ingresos	(256.942)	(300.622.411)	(274.628.000)	(268.866.410)
Resultado Bruto	91.051	106.530.204	213.698.775	251.983.290
Gastos de exploración	-	-	(65.386.111)	-
Gastos de comercialización	(61.504)	(71.960.239)	(97.105.300)	(88.206.023)
Gastos de administración	(25.853)	(30.248.259)	(27.981.145)	(29.512.640)
Otros ingresos/ (egresos) operativos netos	(25.727)	(30.100.476)	(26.701.146)	98.754.089
Resultado operativo	(22.033)	(25.778.770)	(3.474.927)	233.018.715
Ingresos financieros	27.903	32.646.280	130.630.763	65.154.513
Costos financieros	(166.893)	(195.264.762)	(781.230.998)	(305.473.506)
Otros resultados financieros RECPAM	141.533	165.593.728	600.060.514	186.296.687
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(19.490)	(22.803.524)	(54.014.648)	178.996.410
Impuesto a las ganancias	41.431	48.474.011	1.166.166	(46.520.090)
Resultado neto del ejercicio	21.941	25.670.487	(52.848.482)	132.476.320
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales por revaluación de activos	(16.329)	(19.104.770)	7.427.136	18.038.564
Resultado integral del ejercicio	5.612	6.565.717	(45.421.346)	150.514.883

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2025, el cual era Ps. 1170 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

	Por el ejercicio finalizado el			
	30 de abril, 2025			
	(en miles de U.S.\$) (**)	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en miles de Ps.)			
Activo corriente	89.602	104.834.920	175.414.827	134.415.633
Activo no corriente	974.993	1.140.741.766	1.152.700.825	1.125.966.639
Total activo	1.064.595	1.245.576.686	1.328.115.652	1.260.382.272
Pasivo corriente	207.780	243.102.114	225.767.891	162.046.564
Pasivo no corriente	412.604	482.747.081	589.185.987	539.752.586
Total pasivo	620.384	725.849.195	814.953.878	701.799.150
Patrimonio controlante	441.992	517.130.699	510.393.373	555.225.355
Patrimonio no controlante	2.219	2.596.792	2.768.401	3.357.767
Patrimonio total	444.212	519.727.491	513.161.774	558.583.122
Total Patrimonio y pasivo	1.064.595	1.245.576.686	1.328.115.652	1.260.382.272

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2025, el cual era Ps. 1170 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	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 2023 (*)	179.802	115.805.163	79.686	51.323.442	14.391.883	197.522.923	41.367.658	134.554.797	555.225.354	3.357.766	558.583.120
Saldos al 30 de abril de 2024 (*)	179.802	115.805.163	79.686	51.323.442	21.119.623	325.349.980	46.335.204	(49.799.527)	510.393.373	2.768.401	513.161.774
Saldos al 30 de abril de 2025	179.802	115.805.163	79.686	51.323.442	21.119.623	275.550.453	23.575.923	29.496.607	517.130.699	2.596.792	519.727.491

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(1) Para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

(2) Generada por la revaluación de activos

Estado de Flujo de Efectivo

	Por el ejercicio finalizado el		
	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en miles de Ps.)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	174.395.628	78.502.625	168.163.855
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(184.388.055)	(179.307.318)	(107.613.969)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	(10.394.961)	117.587.518	(80.625.223)
Aumento / (disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y adelantos en cuenta corriente	(20.387.388)	16.782.825	(20.075.336)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

b) Indicadores Financieros

	30/04/2025	30/04/2024	30/04/2023
	(a)	(b)	(b)
Liquidez (1)	0,43	0,78	0,83
Solvencia (2)	0,72	0,63	0,80
Inmovilización del capital (3)	0,92	0,87	0,89
Rentabilidad (4)	0,01	-0,08	0,28
Endeudamiento (5)	1,40	1,59	1,26

(a) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND y 4SOLAR, según información financiera al 30 de abril de 2024.

(b) Información consolidada con SEB, Hychico y E G WIND, según información financiera al 30 de abril de 2023 y 2022.

- (1) $\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$
- (2) $\frac{\text{Patrimonio}}{\text{Pasivo Total}}$
- (3) $\frac{\text{Activo no corriente}}{\text{Total del Activo}}$

$$(4) \quad \frac{\text{Resultado integral del ejercicio}}{\text{Patrimonio promedio}}$$

$$(5) \quad \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio}}$$

Liquidez

El índice de liquidez al 30 de abril de 2025 fue de 0,43, mientras que al 30 de abril de 2024 fue de 0,78. La disminución se debió al financiamiento en pesos y a la prefinanciación de exportaciones por un monto de US\$ 30.000.000 con vencimiento en septiembre y octubre de 2025 y a la disminución de las cuentas por cobrar comerciales debido al cobro de los saldos adeudados por CAMMESA y a las menores ventas de petróleo realizadas a cobrar al cierre.

El índice de liquidez al 30 de abril de 2024 fue de 0,78, mientras que al 30 de abril de 2023 fue de 0,83. La disminución se debió a que las Obligaciones Negociables Clase II que no ingresaron en el canje se encuentran expuestas en el pasivo corriente en función de su vencimiento, el cual operó en mayo de 2024.

Solvencia

El índice de solvencia al 30 de abril 2025 fue de 0,72, mientras que al 30 de abril de 2024 fue de 0,63. El aumento se debió a (i) el aumento del patrimonio como consecuencia de los mayores resultados obtenidos compensado con el incremento de la deuda financiera por la emisión de las Obligaciones Negociables Clases X por USD 55.599.334, y (ii) el financiamiento de 4SOLAR por USD 12.000.000 con el BBVA.

El índice de solvencia al 30 de abril de 2024 fue de 0,63, mientras que al 30 de abril de 2023 fue de 0,80. La disminución se debió a (i) el incremento de la deuda financiera por la emisión de las Obligaciones Negociables Clases VI, VII y VIII por USD 114.811.814, (ii) el financiamiento de importaciones obtenido por USD 1.397.141, (iii) el prefinanciamiento de exportaciones obtenido por USD 15.858.000, y iv) la disminución del patrimonio como consecuencia de los menores resultados obtenidos.

Inmovilización del capital

No se observan variaciones significativas en dichos índices.

Rentabilidad

El índice de rentabilidad al 30 de abril de 2025 fue de 0,01, mientras que al 30 de abril de 2024 fue de (0,08). El aumento se debió al mayor resultado del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025.

El índice de rentabilidad al 30 de abril de 2024 fue de (0,08), mientras que al 30 de abril de 2023 fue de 0,28. La disminución se debió al menor resultado del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024.

Endeudamiento

El índice de endeudamiento al 30 de abril de 2025 fue de 1,40, mientras que al 30 de abril de 2024 fue de 1,59. La variación se explica con el aumento del patrimonio como consecuencia de los mayores resultados obtenidos compensado con el incremento de la deuda financiera por la emisión de las Obligaciones Negociables Clases X por USD 55.599.334, y (ii) el financiamiento de 4SOLAR por USD 12.000.000 con el BBVA.

El índice de endeudamiento al 30 de abril de 2024 fue de 1,59, mientras que al 30 de abril de 2023 fue de 1,26. La variación se explica con el incremento de la deuda financiera por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI, VII y VIII por USD 114.811.814, (ii) el financiamiento de importaciones obtenido por USD 1.397.141 y (iii) el prefinanciamiento de exportaciones obtenido por USD 15.858.000.

Capital de trabajo

Al 30 de abril de 2025, la Emisora y su grupo económico presenta un capital de trabajo negativo de aproximadamente \$ 138.267 millones, debido al incremento de los pasivos relacionados con las inversiones en “Propiedad, planta y equipo”.

La gerencia de la Sociedad, en base a su conocimiento del negocio, las proyecciones futuras y la evolución real de los volúmenes de producción y cobros posteriores, estima que el déficit de capital de trabajo será cubierto en el transcurso de los próximos meses.

Valores Negociables en circulación:

- (i) *Obligaciones Negociables Clase III*: emitidas el 27 de febrero de 2023 por un monto de US\$ 22.433.559, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 27 de febrero de 2026.
- (ii) *Obligaciones Negociables Clase IV*: emitidas el 27 de febrero de 2023 por un monto de US\$ 17.566.441, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 27 de febrero de 2027.
- (iii) *Obligaciones Negociables Clase V*: emitidas el 25 de agosto de 2023 por un monto de US\$ 188.801.600, denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en Dólares, con fecha de vencimiento prevista para el 25 de agosto de 2028. Al 30 de abril de 2025 el capital adeudado asciende a US\$ 165.201.400.
- (iv) *Obligaciones Negociables Clase VI*: emitidas el 7 de septiembre de 2023 por un monto de US\$ 30.676.500, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 7 de septiembre de 2026.
- (v) *Obligaciones Negociables Clase VII*: emitidas el 7 de septiembre de 2023 por un monto de US\$ 39.323.500, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 7 de septiembre de 2027.
- (vi) *Obligaciones Negociables Clase VIII*: emitidas el 29 de abril de 2024 por un monto de US\$ 47.354.472, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 29 de junio de 2026.
- (vii) *Obligaciones Negociables Clase X*: emitidas el 5 de julio de 2024 por un monto de US\$ 55.599.334, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 5 de julio de 2027.
- (viii) *Obligaciones Negociables Clase XI*: emitidas el 17 de junio de 2025 por un monto de US\$ 45.097.020, denominadas en Dólares, y suscriptas, integradas y pagaderas en Pesos, con fecha de vencimiento prevista para el 17 de junio de 2028.

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 2025. 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.

	30/4/2025	30/4/2025	30/4/2024(*)	30/4/2023(*)
	(En miles de US\$) (**)	(en miles de Ps)		
Deuda financiera corriente	115.223	134.811.137	113.080.631	19.230.884
Deuda financiera no corriente	310.505	363.290.411	408.576.021	355.405.802
Total Deudas financieras	425.728	498.101.548	521.656.652	374.636.686

Capital social	154	179.802	179.802	179.802
Ajuste de capital	98.797	115.805.163	115.805.163	115.805.163
Prima de emisión	68	79.686	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	43.866	51.323.442	51.323.442	51.323.442
Reserva legal	18.051	21.119.623	21.119.623	14.391.883
Reserva facultativa	235.513	275.550.453	325.349.980	197.522.923
Reserva por revaluación de activos	20.150	23.575.923	46.335.204	41.367.658
Resultados no asignados	25.211	29.496.607	(49.799.527)	134.554.797
Total del patrimonio atribuible a los propietarios	441.992	517.130.699	510.393.373	555.225.354
Participación no controlada	2.219	2.596.792	2.768.401	3.357.766
Total del patrimonio	444.212	519.727.491	513.161.774	558.583.120
Total capitalización	869.939	1.017.829.039	1.034.818.426	933.219.807

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio equivalente vendedor, del Banco Nación al 30 de abril de 2025, el cual era Ps 1170 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 2025, las deudas financieras se vieron afectadas por la cancelación del saldo de las Obligaciones Negociables Clase II, el incremento por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase X, la financiación de USD 12.000.000 con el BBVA por parte de 4SOLAR, compensado por la menor evolución del dólar estadounidense con relación a la inflación entre ejercicios.

Al 30 de abril de 2024, asimismo, las deudas financieras se vieron afectadas por el incremento debido a la emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI, VII y VIII, las prefinanciaciones de exportaciones y financiación de importaciones tomadas y a la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación entre los ejercicios, compensado parcialmente por la cancelación parcial de las Obligaciones Negociables Clase II y disminución de los adelantos en cuenta corriente.

Composición del Endeudamiento

El siguiente cuadro desglosa el endeudamiento financiero total, clasificando las deudas según su tipo al 30 de abril de 2025 y al 18 de agosto de 2025.

	Al 30 de abril de 2025	Al 18 de agosto de 2025
	En miles de \$	En miles de \$
Pagarés electrónicos	-	-
Cheques de pago diferido	-	-
Cheques electrónicos	-	-
Facturas de crédito	-	-
Cauciones	8.789.935	16.567.628
Deudas financieras bancarias	55.014.270	79.324.528
Obligaciones negociables	434.297.343	549.272.431

Otras deudas

-

-

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones en los siguientes tramos:

Al 30 de abril de 2025 en miles de \$

	Hasta 6 meses	De 6 meses a 1 año	Mayor a 1 año	Total
Cauciones	8.789.935	-	-	8.789.935
Deudas financieras bancarias	40.974.270	1.684.800	12.355.200	55.014.270
Obligaciones negociables	30.366.335	52.995.797	350.935.211	434.297.343

Al 18 de agosto de 2025 en miles de \$

	Hasta 6 meses	De 6 meses a 1 año	Mayor a 1 año	Total
Cauciones	16.567.628	-	-	16.567.628
Deudas financieras bancarias	66.394.528	12.930.000	-	79.324.528
Obligaciones negociables	40.982.018	59.521.650	448.768.762	549.272.431

Variación porcentual del endeudamiento total:

La variación porcentual del endeudamiento total desde el último estado financiero publicado expresado en relación con: (i) el activo total fue de 40%, (ii) el pasivo total fue de 69%, (iii) el patrimonio neto fue de 96%, y (iv) el resultado del último estado financiero anual fue de 1940%.

A la fecha del Prospecto, y manteniendo los valores del activo total, pasivo total, patrimonio neto y resultado de los últimos 12 meses al 30 de abril de 2025, dichas variaciones porcentuales respecto a la deuda financiera a la fecha ascienden a 52%, 89%, 124% y 2513%, respectivamente. El aumento de las variaciones porcentuales en 12%, 20%, 28% y 573%, respectivamente se debe a un incremento en el endeudamiento a la fecha de Prospecto, el cual se explica principalmente por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XI, tomas de préstamos bancarios, el devengamiento de intereses, compensado parcialmente por cancelaciones de intereses de obligaciones negociables,

Por último, se informa que la Sociedad no cuenta, a la fecha del presente Prospecto, con pagarés electrónicos, cheques electrónicos o diferidos, o cualquier otro tipo de instrumento de endeudamiento que pueda afectar el cumplimiento de sus obligaciones, más allá de los descriptos en el presente Prospecto.

La información financiera incluida en la presente subsección “*Composición del Endeudamiento*” (excepto por aquella información expresada al 30 de abril de 2025) es preliminar, no ha sido auditada por auditores independientes y ha sido incorporada únicamente a efectos de dar cumplimiento al criterio interpretativo No. 94 de la CNV. En consecuencia, el público inversor debe tomarla como información preliminar, la cual puede ser objeto de modificaciones.

d) Capital Social

Al 30 de abril de 2025, el capital social de la Compañía, el cual se encuentra totalmente suscrito e integrado, es de miles de \$ 179.802, representado por miles 179.802 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 2025, 2024 y 2023, el capital social emitido no ha sufrido aumentos o disminuciones.

e) Cambios Significativos

Desde la fecha del cierre de los estados financieros consolidados de la Compañía por el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025, no han ocurrido hechos o circunstancias significativas más allá de las siguientes:

Con fecha 9 de junio de 2025, el Directorio de Capex aprobó la Emisión de una o más clases de Obligaciones Negociables Simples por un valor nominal de referencia de hasta US\$ 40.000.000 ampliable hasta US\$ 80.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor, a ser emitidas en el marco del 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 función de ello, con fecha 17 de junio de 2025 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI por US\$ 45.097.020 con vencimiento 17 de junio de 2028, a tasa de interés 7,75% y a ser canceladas en dólares en Argentina.

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 descriptos 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, Bella Vista Oeste, Parva Negra Oeste, Puesto Zúñiga y recientemente un permiso de exploración por tres años en Cinco Saltos Norte). 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. De acuerdo con la estrategia de Capex de expansión del negocio de petróleo y gas, desde 2023 ha iniciado el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta dentro del yacimiento Agua del Cajón. Como parte de esta estrategia de desarrollo de la formación Vaca Muerta, hemos celebrado Acuerdos de Farm-Out con Trafigura y Schlumberger para el desarrollo de pozos horizontales. 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. Actualmente, a través de subsidiaria 4Solar, construyó su primer parque solar “La Salvación” de 20 MW, en la localidad de Quines, provincia de San Luis, el cual fue inaugurado en un 50% de su capacidad de generación en el mes de junio/25 y el 50% restante en el mes de julio/25.

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 47,3% en comparación con el ejercicio anterior del 289,4%. 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, oxígeno y solar).

Resultado Operativo

A continuación se expone la información de los ingresos por segmentos:

Ingresos por segmentos	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025	30.04.2024(*)	30.04.2023(*)
	En miles de \$		
Petróleo y gas (**)	312.937.077	384.200.807	419.948.467
Energía	70.729.771	75.460.039	72.548.046
GLP	14.914.633	17.694.076	17.190.751
Energías Renovables	8.571.134	10.971.853	11.162.435
Energía eólica	7.984.708	10.315.203	10.452.731
Energía a partir del Hidrógeno	349.401	433.475	491.231
Oxígeno	237.025	223.175	218.474
Energía Solar	-	-	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) Incluye el gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMMESA, 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:

Por el ejercicio anual finalizado el			
Resultados operativos por segmentos	30.04.2025 En miles de \$	30.04.2024 (*) En miles de \$	30.04.2023 (*) En miles de \$
Petróleo y gas(**)	(59.784.854)	(38.758.607)	197.963.423
Energía Agua del Cajón	26.533.300	21.359.329	22.481.151
GLP	6.020.321	9.124.860	8.375.992
Energía eólica	2.717.012	4.906.863	4.257.661
Energía a partir del Hidrógeno	(432.238)	(46.936)	107.400
Oxígeno	(503.355)	(8.362)	(166.911)
Energía solar	(328.956)	(52.074)	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) Incluye los ingresos provenientes del gas propio consumido por la CT ADC en la generación eléctrica remunerado por CAMMESA, 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 2025 y 2024 y 30 de abril de 2024 y 2023.

	Variación		Variación	
	Entre los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025 y 2024 (*)		Entre los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2024 y 2023 (*)	
	(en miles de \$)	%	(en miles de \$)	%
Ingresos por ventas	(81.174.160)	-16,6%	(32.522.924)	-6,2%
Costo de ventas	(25.994.411)	-9,5%	(5.761.590)	-2,1%
Resultado bruto	(107.168.571)	-50,1%	(38.284.514)	-15,2%
Gastos de exploración	65.386.111	100%	(65.386.111)	100%
Gastos de comercialización	25.145.061	25,9%	(8.899.278)	10,1%

Gastos de administración	(2.267.114)	-8,1%	1.531.495	5,2%
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	(3.399.330)	-12,7%	(125.455.235)	-127,0%
Resultado operativo	(22.303.843)	-641,9%	(236.493.642)	-101,5%
Ingresos financieros	(97.984.483)	100,5%	65.476.250	100,5%
Costos financieros	(585.966.236)	-155,7%	(475.757.492)	-155,7%
Otros resultados financieros				
Otros resultados financieros RECPAM	(434.466.786)	222,1%	413.763.826	222,1%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	31.211.124	-130,2%	(233.011.058)	-130,2%
Impuesto a las ganancias	47.307.845	102,5%	47.686.256	102,5%
Resultado neto	78.518.969	-139,9%	(185.324.802)	-139,9%
Otros resultados integrales				
Con imputación futura a resultados	-		-	-
Sin imputación futura a resultados	(26.531.906)	-357,2%	(10.611.427)	100,5%
Resultado integral del ejercicio	51.987.063	114,5%	(195.936.229)	(155,7)%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Ingresos por venta

Al 30 de abril 2025/2024

Los ingresos por venta al 30 de abril de 2025 disminuyeron un 16,6% con respecto al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024.

Al 30 de abril 2024/2023

Los ingresos al 30 de abril de 2024 disminuyeron un 6,2%, en comparación con el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023.

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 2025		30 de abril de 2024 (*)		30 de abril de 2023 (*)	
	(en \$ miles)	% de ingresos	(en \$ miles)	% de ingresos	(en \$ miles)	% de ingresos
Energía						
Energía Central Térmica Agua del Cajón (incluye reconocimiento de gas propio)(**)	107.105.846	26,3%	128.187.070	26,3%	125.091.112	24,0%
Energía eólica (PED I y PED II)	7.984.708	2,0%	10.315.203	2,1%	10.452.731	2,0%
Energía a partir de hidrógeno (Servicio de fásón de energía eléctrica)	349.401	0,1%	433.475	0,1%	491.231	0,1%
Gas	7.294.067	1,8%	-	-	-	-
Petróleo	267.785.095	65,8%	333.938.685	68,4%	369.759.510	71,0%
Propano	9.854.084	2,4%	9.302.324	1,9%	10.747.443	2,1%
Butano	5.070.822	1,2%	4.001.505	0,8%	2.948.217	0,6%
Oxígeno	237.025	0,1%	223.175	0,0%	218.474	0,0%
Servicios	1.471.567	0,4%	1.925.338	0,4%	1.140.983	0,2%
Total	407.152.615	100,0%	488.326.775	100,0%	520.849.699	100,0%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.
(**) Al 30 de abril de 2025, 2024 y 2023 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 2025/2024

Los ingresos por ventas generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos disminuyeron en \$ 21.081.224, representando una disminución del 16,4%, pasando de \$ 128.187.070 al 30 de abril de 2024 a \$ 107.105.846 al 30 de abril de 2025. Estos ingresos por ventas 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 por ventas asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron en un 6,3% entre los ejercicios, pasando de \$ 75.460.039 al 30 de abril de 2024 a \$ 70.729.771 al 30 de abril de 2025, debido principalmente al menor precio

de venta promedio en pesos (12,9)% registrado sobre los GW vendidos, compensado con un aumento de los GW producidos. Respecto de la remuneración, la Secretaría de Energía viene otorgando en forma periódica una serie de incrementos en la remuneración por generación y por potencia, acumulando en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 un incremento del 72,2% aproximadamente. Adicionalmente, desde la sanción de la Res 59/2023 vigente desde el 1 de marzo de 2023, a la cual la Sociedad adhirió, parte de dichos ingresos son remunerados en dólares. Estos ingresos en dólares representaron aproximadamente el 45,2% y el 50,8% de los ingresos por energía al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente. El precio promedio de venta fue \$ 16.161,0 GWh y \$ 18.558,8 GWh al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente.

Los ingresos por ventas asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas propio consumido en la CT ADC disminuyeron un 31,0%, pasando de \$ 52.727.031 al 30 de abril de 2024 a \$ 36.376.075 al 30 de abril de 2025, debido a la finalización del “Plan Gas 2020-2024” el 31 de diciembre de 2024, dejando CAMMESA de remunerar este concepto a partir del mes de enero de 2025 (ver punto Gas).

El ingreso por venta 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 2024/2023

Los ingresos por ventas generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$ 3.095.958, representando un incremento del 2,5%, pasando de \$ 125.091.112 al 30 de abril de 2023 a \$ 128.187.070 al 30 de abril de 2024. Estos ingresos por ventas 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 por ventas asociados a la remuneración por la generación de energía aumentaron en un 4,0% entre los ejercicios, pasando de \$ 72.548.046 al 30 de abril de 2023 a \$ 75.460.039 al 30 de abril de 2024, debido principalmente al mayor precio de venta promedio en pesos (15,3)% registrado sobre los GW vendidos, compensado con el menor volumen de GW vendidos en un 9,8%. La disminución del volumen de GW vendido fue producto de (i) la salida de generación de la turbina de vapor (TV7), por elevados valores de vibración, con su consecuente salida de servicio del Ciclo Combinado de la CT ADC durante aproximadamente quince días en los meses de octubre y noviembre de 2023 y (ii) la limitación de despacho en los meses de diciembre de 2023 y abril de 2024, a pesar de la disponibilidad de la CT ADC. Respecto de la remuneración, a lo largo de ambos ejercicios la Secretaría de Energía otorgó una serie de incrementos en la remuneración por generación y por potencia, y particularmente la Res 59/2023 vigente desde el 1 de marzo de 2023 y a la cual la Sociedad adhirió, respecto de la Potencia Comprometida contempla un pago adicional en dólares y parte de la energía generada se comienza a remunerar en dólares por MWh, representando ingresos en dólares de aproximadamente el 50,8% de los ingresos por energía. El precio promedio de venta fue \$18.556,7 GWh y \$ 16.100,3 GWh al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente, con un incremento del 15,3%.

Los ingresos por ventas asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas propio consumido en la CT ADC aumentaron un 0,4%, pasando de \$ 52.543.066 al 30 de abril de 2023 a \$ 52.724.031 al 30 de abril de 2024, debido a un aumento del 1,6% en el precio del gas remunerado en pesos, pasando de \$ 114.036 m3 al 30 de abril de 2023 a \$ 115.851,0 m3 al 30 de abril de 2024, compensado parcialmente por una disminución del 1,2% del volumen de gas propio inyectado en la CT ADC.

El ingreso por venta por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados).

Energía Parques Eólicos (PED I y PED II)

Al 30 de abril de 2025/2024

Los ingresos por ventas de energía eólica medidos en pesos disminuyeron en \$ 2.330.495, representando una disminución del 22,6%, pasando de \$ 10.315.203 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 a \$ 7.984.708 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025. Esta disminución se debió a una caída del 10,9% en la cantidad de GWh vendidos acompañado con una disminución del 13,1% en el precio de venta en pesos. La disminución del volumen vendido es producto del temporal de nieve

ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024, que afectó el funcionamiento normal de los parques PED I y II.

Adicionalmente, en ambos ejercicios 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 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 \$ 75.943,7 y \$ 87.417,0 por GWh al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente; la variación de los precios promedio de ventas en pesos se debe fundamentalmente a la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual. 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 2024/2023

Los ingresos por ventas de energía eólica medidos en pesos disminuyeron en \$ 137.528, representando una disminución del 1,3%, pasando de \$ 10.452.731 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 a \$ 10.315.203 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024. Esta disminución se debió a una caída en la cantidad de GWh vendidos, los cuales pasaron de 124,1 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 a 118,0 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, compensado parcialmente con un aumento en el precio de venta en pesos. En ambos ejercicios 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 \$ 87.414,7 y \$ 84.228,3 por GWh al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente; la variación de los precios promedio de ventas en pesos se debe fundamentalmente a la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual. 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.

Servicio de fásón de energía eléctrica:

Al 30 de abril de 2025/2024

El servicio de fásón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medido en pesos disminuyó en \$ 84.074, o un 19,4%, pasando de \$ 433.475 al 30 de abril de 2024 a \$ 349.401 al 30 de abril de 2025. Esta disminución se produce por un menor volumen vendido en un 7,8%, producto del temporal de nieve mencionado a mediados de junio de 2024 que afectó el funcionamiento normal de la planta, acompañado con una baja del precio de venta en pesos por la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual, debido a que la tarifa se encuentra expresada en dólares.

Al 30 de abril de 2024/2023

El servicio de fasón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medido en pesos disminuyó en \$ 57.755, o un 11,8%, pasando de \$ 491.231 al 30 de abril de 2023 a \$ 433.475 al 30 de abril de 2024. Esta disminución se produce por un menor volumen vendido en un 14,3%, compensado con una suba del precio de venta en pesos por la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual, debido a que la tarifa se encuentra expresada en dólares.

Gas

Al 30 de abril de 2025/2024

El 31 de diciembre de 2024 se produjo la finalización del “Plan Gas 2020-2024” y oportunamente, la Sociedad decidió no adherir al “Plan Gas 2025-2028”. En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2025 la Sociedad celebró contratos de venta de gas con terceros hasta finales del ejercicio. La venta de gas del a partir del mes de enero 2025 fue de 122.287 miles de m³ de gas por un total de \$ 7.294.067.

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 5,7%, pasando de 513.814 miles de m³ al 30 de abril de 2024 a 484.617 miles de m³ al 30 de abril de 2025. Capex procura sostener el nivel de producción de gas mediante el aporte de producciones de las nuevas áreas desarrolladas. No se registraron ventas de gas a terceros al 30 de abril de 2024.

Al 30 de abril de 2024/2023

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 0,1%, pasando de 514.461 miles de m³ al 30 de abril de 2023 a 513.814 miles de m³ al 30 de abril de 2024. 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 del área Puesto Zuñiga compensó la disminución de la producción de las áreas ADC y Loma Negra al 30 de abril de 2024. Durante ambos ejercicios no hubo venta de gas a terceros, el total del gas producido en los yacimientos operados por Capex fue inyectado en la CT ADC.

Petróleo

Al 30 de abril de 2025/2024

	30.04.2025	30.04.2024(*)	Variación	
	(en miles de Pesos, salvo los porcentajes)			
Mercado local	135.344.383	114.256.656	21.087.727	18,5%
Mercado externo	132.440.712	219.682.029	(87.241.317)	(39,7)%
Total	267.785.095	333.938.685	(66.153.590)	(19,8)%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Los ingresos por ventas de petróleo al 30 de abril de 2025 disminuyeron en \$ 66.153.590 respecto del ejercicio anterior, representando una baja del 19,8%. Esta disminución es producto de un menor precio de venta en pesos de un 18,7%, y un menor volumen vendido en un 1,4%.

Las ventas en el mercado local aumentaron en \$ 21.087.727, ó 18,5%, por un aumento en el volumen vendido de un 29,9% pasando de 197.146 m³ al 30 de abril de 2024 a 256.111 m³ al 30 de abril de 2025. Los precios promedio en pesos en el mercado local entre períodos disminuyeron un 8,8%.

Los ingresos en el mercado externo disminuyeron en \$ 87.241.317, ó 39,7% debido a una disminución del 21,1% en el volumen vendido y un menor precio en pesos del 23,57%. El precio internacional promedio en dólares entre ejercicios disminuyó un 5,0%.

La producción de petróleo aumentó un 1,8%, pasando de 460.036 m³ al 30 de abril de 2024 a 468.516 m³ al 30 de abril de 2025, debido al incremento de la producción del yacimiento Agua del Cajón en un 111,7%, pasando de 36.061 m³ al 30 de abril de 2024 a 76.358 m³ al 30 de abril de 2025, debido a la entrada en producción en el mes de febrero de 2024, de los pozos no convencionales del PAD-1050, permitiendo compensar la disminución de la producción en las áreas de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, como consecuencia de los menores resultados obtenidos en los pozos perforados y al temporal de nieve mencionado anteriormente.

Al 30 de abril de 2024/2023

	30.04.2024(*)	30.04.2023(*)	Variación	
	(en miles de Pesos, salvo los porcentajes)			
Mercado local	114.256.656	124.806.290	(10.549.634)	(8,5)%
Mercado externo	219.682.029	244.953.220	(25.271.191)	(10,3)%
Total	333.938.685	369.759.510	(35.820.825)	(9,7)%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Los ingresos por ventas de petróleo al 30 de abril de 2024 disminuyeron en \$ 35.820.825 respecto del ejercicio anterior, representando una disminución del 9,7%. Esta disminución corresponde al menor volumen vendido 6,2% y a una disminución del 3,7% en el precio de venta en pesos.

Las ventas en el mercado local disminuyeron en \$ 10.549.634, o 8,5%, por una disminución en el volumen vendido de un 10% pasando de 219.148 m³ al 30 de abril de 2023 a 197.146 m³ al 30 de abril de 2024. Los precios promedio en pesos en el mercado local entre ejercicios aumentaron un 1,8%.

Los ingresos en el mercado externo disminuyeron en \$ 25.271.191, o 10,3% debido a una disminución en el precio en pesos del 6,9% y a un menor volumen vendido en un 3,6%. El precio internacional promedio en dólares entre ejercicios disminuyó un 15,2%.

La producción de petróleo aumentó un 4,2%, pasando de 441.402 m³ al 30 de abril de 2023 a 460.036 m³ al 30 de abril de 2024, debido a los incrementos generales en las producciones de todas las áreas, excepto en Pampa del Castillo – La Guitarra que presentó una disminución de la producción en 1,3%.

Líquidos derivados del gas (GLP)

Al 30 de abril de 2025/2024

	30.4.2025 En miles de \$	30.4.2024 (*) En miles de \$	Variación	
			En miles de \$	%
Propano	9.854.084	9.302.324	551.760	5,9%
Butano	5.070.822	4.001.505	1.069.317	26,7%
Total GLP	14.924.906	13.303.829	1.621.077	12,2%

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Propano

Las ventas de propano aumentaron en \$ 551.760 ó 5,9%, pasando de \$ 9.302.324 al 30 de abril de 2024 a \$ 9.854.084 al 30 de abril de 2025, producto de un mayor precio de venta en pesos entre ejercicios (5,3%) y a un mayor volumen vendido (0,6%).

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 29,3%, debido a una disminución del 41,2% en el volumen vendido compensado con un incremento del 20,2% en el precio de venta. El volumen vendido pasó de 10.020 tn al 30 de abril de 2024 a 5.888 tn al 30 de abril de 2025. 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. El precio de venta en pesos pasó de \$promedio/tn 404.721,3 al 30 de abril de 2024 a \$promedio/tn 486.597,1 al 30 de abril de 2025.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos aumentaron un 33,2% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 47,1%, pasando de 9.017 tn al 30 de abril de 2024 a 13.268 tn al 30 de abril de 2025, mientras que el precio de venta en pesos disminuyó un 9,5%, pasando de \$promedio/tn 581.902,7 al 30 de abril de 2024 a \$promedio/tn 526.744,7 al 30 de abril de 2025.

Butano

Las ventas de butano aumentaron en \$ 1.069.317 ó 26,7%, pasando de \$ 4.001.505 al 30 de abril de 2024 a \$ 5.070.822 al 30 de abril de 2025. Dicho aumento se debió a un mayor volumen vendido en un 15,6%, pasando de 10.278 tn al 30 de abril de 2024 a 11.877 tn al 30 de abril de 2025 como consecuencia del incremento en el volumen de gas procesado en la Planta de GLP y a un aumento del 9,7% en el precio de venta en pesos.

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 2,8%, debido a una disminución del volumen vendido el cual pasó de 8.331 tn al 30 de abril de 2024 a 7.062 tn al 30 de abril de 2025. Esta disminución se compensó parcialmente con el incremento del 14,7% en el precio de venta el cual pasó de \$promedio/tn 308.693,8 al 30 de abril de 2024 a \$promedio/tn 353.920,9 al 30 de abril de 2025.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos aumentaron un 79,8% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 147,3%, pasando de 1.947 tn al 30 de abril de 2024 a 4.815 tn al 30 de abril de 2025, mientras que el precio de venta en pesos disminuyó un 27,3%, pasando de \$promedio/tn 734.348,7 al 30 de abril de 2024 a \$promedio/tn 534.071,9 al 30 de abril de 2025.

No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2025 y 2024 debido a que la producción de 18.450m³ y 19.207 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo.

Al 30 de abril de 2024/2023

	30.4.2024(*) En miles de \$	30.4.2023 (*) En miles de \$	Variación	
			En miles de \$	%
Propano	9.302.325	10.747.443	(1.445.118)	(13,4%)
Butano	4.001.505	2.948.217	1.053.288	35,7%
Total GLP	13.303.829	13.695.660	(391.830)	(2,9%)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Propano

Las ventas de propano disminuyeron en \$ 1.445.118 ó 13,4%, pasando de \$ 10.747.443 al 30 de abril de 2023 a \$ 9.302.324 al 30 de abril de 2024, producto de una disminución del 28,3% en el precio de venta promedio en pesos entre ejercicios, compensado parcialmente por el mayor volumen vendido del 20,8%, esto último como resultado de un incremento del gas procesado en la Planta de GLP.

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 57,4%, debido a una disminución del 47,9% en el precio de venta, compensado parcialmente por un incremento en el volumen vendido de un 22,2%, pasando de 8.200 tn al 30 de abril

de 2023 a 10.020 tn al 30 de abril de 2024. 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 aumentaron un 17,1% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 19,2%, pasando de 7.562 tn. al 30 de abril de 2023 a 9.017tn. al 30 de abril de 2024. El precio de venta en pesos disminuyó un 1,8%, pasando de \$promedio/tn 754.321,3 al 30 de abril de 2024 a \$promedio/tn 740.505,0 al 30 de abril de 2025.

Butano

Las ventas de butano aumentaron en \$ 1.053.288 ó 35,7%, pasando de \$ 2.948.217 al 30 de abril de 2023 a \$ 4.001.505 al 30 de abril de 2024. Dicho aumento se debió a un mayor volumen vendido en un 3,0%, pasando de 9.982tn al 30 de abril de 2023 a 10.278 tn al 30 de abril de 2024 como consecuencia del incremento en el volumen de gas procesado en la Planta de GLP y un aumento del 31,8% en el precio de venta.

No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2024 y 2023 debido a que la producción de 19.207 m3 y 18.648 m3, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo.

Oxígeno

Al 30 de abril de 2025/2024

Hychico vendió 30.558 Nm³ y 35.772 Nm³ de oxígeno por un total de \$ 237.025 y \$ 223.175 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente. El aumento en las ventas en pesos es consecuencia de un mayor precio de venta en pesos que compensó el menor volumen vendido debido al temporal de nieve mencionado que afectó el funcionamiento normal de la planta.

Al 30 de abril de 2024/2023

Hychico vendió 35.772 Nm3 y 63.300 Nm3 de oxígeno por un total de \$ 223.175 y \$ 218.474 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente. El aumento en las ventas en pesos es consecuencia de un mayor precio de venta.

Servicios

Al 30 de abril de 2025/2024

Corresponde a la participación del 37,5% sobre los ingresos en los servicios prestados de tratamiento de crudo, agua y el alistamiento de gas por el Consorcio Loma Negra.

Al 30 de abril de 2024/2023

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 2025, 2024 y 2023:

Costo de ventas	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2025 (en \$ miles)	30 de abril de 2024 (*) (en \$ miles)	30 de abril de 2023 (*) (en \$ miles)

Honorarios y otras retribuciones	1.710.831	1.488.744	1.333.050
Sueldos y cargas sociales	49.228.749	48.448.633	46.677.482
Materiales, repuestos y otros	16.154.772	14.834.431	14.573.247
Operación, mantenimiento y reparaciones	54.777.483	48.936.929	47.428.067
Combustibles, lubricantes y fluidos	17.405.303	22.370.617	27.439.584
Transporte, fletes y estudios	5.882.901	6.533.819	6.718.557
Depreciación propiedad, planta y equipo	131.726.288	112.409.435	99.778.836
Gastos de oficina, movilidad y representación	1.547.388	1.301.427	1.598.030
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	6.235.523	4.965.746	5.439.186
Gastos de transporte de gas	456.187	455.709	614.968
Adquisición de gas	243.841		
Adquisición de crudo	7.758.795	9.463.618	12.200.274
Adquisición energía a CAMMESA	1.726	2.019	41.726
Costo de producción de existencias	7.492.624	3.416.873	5.023.402
Costo de ventas (total)	300.622.411	274.628.000	268.866.410

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2025/2024

El costo de ventas al 30 de abril de 2025 ascendió a \$ 300.622.411, mientras que al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 274.628.000, representando un aumento del 9,5%.

El comportamiento de los principales rubros en el costo de ventas fue:

- un aumento en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 19.316.853 debido principalmente a las mayores depreciaciones relacionadas con los activos de las áreas Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, debido a la disminución de las reservas desarrolladas de dichas áreas. Asimismo, se incrementaron las depreciaciones del área Agua del Cajón debido al incremento de las inversiones relacionadas al PAD 1050 y el aumento en la producción asociada, compensada parcialmente por las mayores reservas comprobadas en el área.
- un incremento en los costos de operación, mantenimiento y reparaciones y del consumo de materiales, repuestos y otros como consecuencia de los costos incurridos para restablecer la operación en los yacimientos de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste luego del temporal de nieve mencionado y al incremento de los servicios de mantenimiento de los yacimientos.
- una disminución de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente por la menor energía demandada en las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge, como consecuencia del temporal de nieve mencionado. Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, CAMMESA realizó la devolución de cargos cobrados en exceso por el período febrero-junio 2023.
- una disminución de la adquisición de crudo a terceros del área Pampa de Castillo, debido al menor volumen producido y vendido en dicha área.
- un aumento en el costo de producción de existencias, debido a la variación en pesos de los stocks iniciales y finales en cada ejercicio. Al 30 de abril de 2025 los stocks de crudo disminuyeron en un 122,2% en relación con las existencias al 30 de abril de 2024.

Al 30 de abril de 2024/2023

El costo de ingresos al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 274.628.000, mientras que al 30 de abril de 2023 ascendió a \$ 268.866.410, representando un aumento del 2,1%.

El comportamiento de los principales rubros en el costo de ingresos fue:

- un aumento en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 12.630.598 debido principalmente a la mayor producción de petróleo (a excepción del área Pampa del Castillo) y a las obras finalizadas en el ejercicio. Asimismo, se registró un incremento de las depreciaciones de la CT ADC, debido al incremento en el revalúo de la misma.
- una disminución de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente por la menor energía demandada en las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge. Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, CAMMESA realizó la devolución de cargos cobrados en exceso por el período febrero-junio 2023 y se firmó un contrato de compra de energía para fijar el precio de la misma.
- una disminución de la adquisición de crudo a terceros del área Pampa de Castillo, debido a la disminución del precio del petróleo, y al menor volumen producido y vendido en dicha área.
- un incremento en los costos de operación, mantenimiento y reparaciones y de los sueldos y cargas sociales, esto último como consecuencia del incremento en la nómina del personal.
- una disminución en el costo de producción de existencias, debido a la variación en pesos de los stocks iniciales y finales en cada ejercicio. Al 30 de abril de 2024 el stock final de petróleo ascendió a 6.147m3, stock que fue vendido en el mes de mayo de 2024.

Gastos de exploración

Gastos de exploración	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Gastos de exploración	-	65.386.111	-

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2024 se registró la baja de las inversiones en exploración realizadas en el Área Parva Negra Oeste. En el mes de noviembre de 2023, Capex, habiendo cumplido con las inversiones comprometidas y transcurrido el Primer Período de Exploración sin el hallazgo de hidrocarburos comercialmente explotables, optó por no continuar con el Segundo Período Exploratorio dando por finalizado el Contrato de exploración, y eventual desarrollo y producción del Área firmado con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”) en noviembre de 2019. El monto de las inversiones efectuadas al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 65.386.111.

Gastos de comercialización

A continuación, se exponen los gastos de comercialización por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Gastos de comercialización	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Regalías	41.980.177	57.748.855	52.542.870
Gastos de transporte y despacho de energía	11.184.139	12.064.367	6.936.415
Derechos de exportaciones	9.255.082	17.203.289	17.594.628
Impuesto sobre los ingresos brutos	9.540.841	10.088.789	11.132.110
Gastos de comercialización (total)	71.960.239	97.105.300	88.206.023

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2025/2024

Los gastos de comercialización fueron de \$ 71.960.239 al 30 de abril de 2025 mientras que al 30 de abril de 2024 ascendieron a \$ 97.105.300, representando en ambos un 17,7% y 19,9% sobre los ingresos por ventas, respectivamente.

Las principales causas de la disminución del 25,9% fueron:

- b) las menores regalías de petróleo y gas abonadas debido, principalmente, a la disminución de la producción de petróleo de las áreas pertenecientes a la Cuenca del Golfo de San Jorge y por la menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual, debido a que el cálculo se realiza en dólares.
- b) los menores derechos de exportación abonados como consecuencia del menor volumen del petróleo destinado al mercado externo.

Al 30 de abril de 2024/2023

Los gastos de comercialización fueron de \$ 97.105.300 al 30 de abril de 2024 mientras que al 30 de abril de 2023 ascendieron a \$ 88.206.023, representando en ambos un 19,9% y 16,9% sobre los ingresos, respectivamente.

Las principales causas del aumento del 10,1% fueron:

- a. las mayores regalías de petróleo y gas abonadas debido, principalmente, al incremento de la producción de petróleo.
- b. los mayores gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía, principalmente, por el incremento del costo de transporte de crudo desde la zona del Comahue a la zona del Golfo vía terrestre para su posterior venta.

Lo mencionado anteriormente fue compensado parcialmente por los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de los menores precios de venta y volumen del petróleo y del propano destinado al mercado externo, y la disminución de los impuestos a los ingresos brutos debido a la disminución de los ingresos por ventas en el mercado local.

Gastos de administración

A continuación, se exponen los gastos de administración por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

	Por el ejercicio anual finalizado el		
Gastos de administración	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Honorarios y otras retribuciones	2.233.926	1.923.815	1.977.847
Sueldos y cargas sociales	14.209.577	12.306.137	14.869.069
Operación, mantenimiento y reparaciones	4.692.323	3.060.729	2.814.167
Transporte, fletes y estudios	273.308	84.314	102.708
Depreciación propiedad, planta y equipo	605.014	591.422	528.159
Depreciación derechos de uso	1.012.669	1.472.120	1.704.328
Gastos de oficina, movilidad y representación	461.485	314.414	375.190
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	349.164	511.643	406.459
Gastos bancarios	6.410.793	7.716.551	6.734.713
Gastos de administración (total)	30.248.259	27.981.145	29.512.640

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2025/2024

Los gastos de administración fueron de \$ 30.248.259 y \$ 27.981.145 al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente, representando un 7,4% y 5,7%, respectivamente, sobre los ingresos por ventas. El aumento fue de \$ 2.267.114, es decir un 8,1%, originado principalmente en el rubro sueldos y cargas sociales debido al incremento de la nómina de la Sociedad entre ejercicios y al rubro de gastos relacionados con la operación, mantenimiento y reparaciones asociados al mantenimiento de hardware y software.

Al 30 de abril de 2024/2023

Los gastos de administración fueron de \$ 27.981.145 y \$ 29.512.640 al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente, representando un 5,7% sobre los ingresos por ventas en ambos ejercicios. La disminución fue de \$ 1.531.495, es decir un 5,2%, originado principalmente en el rubro sueldos y cargas sociales debido a una disminución en las provisiones por gratificaciones otorgadas por la Sociedad entre ejercicios, compensado por un incremento de los gastos bancarios.

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 2025, 2024 y 2023:

Otros ingresos / (egresos) operativos netos	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
(Desvalorización) / Recupero de Propiedad, planta y equipo	(43.581.307)	(23.765.303)	96.885.557
Recupero desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno (Hychico)	303.888	579.092	583.949
Recupero desvalorización / (desvalorización) PED II (E G WIND)	-	303.786	(303.786)
Desvalorización Activos Financieros (Créditos con CAMMESA)	-	(9.462.273)	-
Ingresos por servicios administrativos indirectos consorcios/UTE (neto)	1.032.502	1.871.838	681.750
Bono de acceso y fee por producción PAD 1060	7.543.676	-	-
Bono de acceso y fee por producción PAD 1050	546.053	3.079.610	-
Desvalorización de créditos impositivos	(20.387)	-	-
Cobro de reclamos judiciales	-	(9.462.273)	-
Recupero de regalías pagadas en exceso	3.444.802	-	-
Diversos	630.297	692.104	906.620
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	(30.100.476)	(26.701.146)	98.754.089

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2025/2024

Los egresos operativos netos al 30 de abril de 2025 fueron de \$30.100.476, en tanto que al 30 de abril de 2024 arrojaron una total de \$ 26.701.146.

Se incluye, principalmente, en este rubro:

Al 30 de abril de 2025:

- A) la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento petróleo y gas atribuible a la UGE relacionada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, como consecuencia de la disminución de las reservas de las áreas, debido a los resultados obtenidos en la perforación de pozos de las últimas campañas de perforación, el precio del crudo y un incremento en el nivel de costos de operación.
- B) el recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico,
- C) el recupero de regalías fiscales de gas abonadas en exceso,
- D) ingreso relacionado con el cobro del bono de acceso relativo a la explotación del PAD 1060 en el área Agua del Cajón previsto en los acuerdos firmados entre la Sociedad, Trafigura Argentina S.A. y Schlumberger Argentina S.A., y
- E) ingreso relacionado con la producción del PAD 1050 en el área Agua del Cajón previsto en el acuerdo firmado entre la Sociedad y Trafigura Argentina S.A.

Al 30 de abril de 2024/2023

Los otros ingresos / (egresos) operativos netos al 30 de abril de 2024 fueron una ganancia de \$ 26.701.146, en tanto que al 30 de abril de 2023 arrojaron una ganancia de \$ 98.754.089.

Se incluye en este rubro:

Al 30 de abril de 2024:

- a. la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo correspondiente al segmento de petróleo y gas de la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste;
- b. Desvalorización del crédito con CAMMESA registrada como consecuencia de la Res SEN N° 58/2024, modificada por las Res.N° 66/2024 y 77/2024, que estableció un régimen excepcional, transitorio y único para el pago de las transacciones económicas del MEM de diciembre 2023 y enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en dólares estadounidenses step up 2038” (BONO USD 2038 L.A.). La desvalorización registrada fue producto del valor de cotización de los instrumentos recibidos en el mes de mayo de 2024.
- c. Ingreso por el pago del monto relacionado con el acceso relativo a la explotación del PAD 1050 en el área Agua del Cajón previsto en el acuerdo firmado entre la Sociedad y Trafigura Argentina S.A.
- d. el recupero de la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento de generación de energía eólica (PED II) y el recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico.

Resultados financieros

A continuación se exponen los valores correspondientes a los resultados financieros por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

	Por el ejercicio anual finalizado el

Resultados financieros	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024	30 de abril de 2023
	(en \$ miles)	(*) (en \$ miles)	(*) (en \$ miles)
Ingresos financieros	32.646.280	130.630.763	65.154.513
Diferencia de cambio	24.704.324	109.113.162	55.956.793
Intereses	2.896.017	16.908.615	10.604.733
Otros resultados financieros	5.170.932	10.407.054	1.892.238
Devengamiento de intereses de créditos	(124.993)	(5.798.068)	(3.299.251)
Costos financieros	(195.264.762)	(781.230.998)	(305.473.506)
Diferencia de cambio	(150.445.111)	(698.675.545)	(254.175.391)
Intereses	(38.054.945)	(77.458.581)	(48.332.225)
Otros resultados financieros	(1.704.389)	(685.065)	(1.363.010)
Devengamiento de intereses de deuda	(5.060.317)	(4.411.807)	(1.602.879)
Otros resultados financieros			
Otros resultados financieros	165.593.728	600.060.514	186.296.687
RECPAM (**)			
Resultados financieros	2.975.246	(50.539.721)	(54.022.306)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

(**) en este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Al 30 de abril de 2025/2024

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2025 arrojaron un saldo de \$ 32.646.280, mientras que al 30 de abril de 2024 fueron de \$ 130.630.763, representando una disminución del 75,0%. Las principales causas de esta variación de \$ 97.984.483 estuvieron relacionadas con una menor evolución del rubro “diferencia de cambio”, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso entre ejercicios, el cual entre mayo 2024 y abril 2025 evolucionó en un 33,5% mientras que, entre mayo 2023 y abril 2024 la evolución fue del 293,6%. El Grupo posee al 30 de abril de 2025 el 66,7% de sus activos financieros en dólares estadounidenses

Al 30 de abril de 2025 el rubro intereses muestra una disminución respecto del ejercicio anterior, debido fundamentalmente a los intereses por mora abonados por CAMMESA, como consecuencia de que en el presente ejercicio CAMMESA mejoró los plazos de pago.

Asimismo, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 la Sociedad reconoció en “Otros resultados financieros” la prima de emisión de las Obligaciones Negociables Clase IV.

Los costos financieros al 30 de abril de 2025 arrojaron un saldo de \$ 195.264.762, mientras que al 30 de abril de 2024 fueron por \$ 781.230.998, representando una disminución del 75,3%. Las principales causas de la variación de \$ 585.966.236 fueron:

- las menores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2024 y abril 2025 evolucionó en un 33,5% mientras que, entre mayo 2023 y abril 2024 la evolución fue del 293,6%. Esto fue compensando parcialmente con un mayor nivel de deuda en dólares estadounidenses en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025. Al 30 de abril de 2025 el Grupo posee el 86,0% de sus pasivos comerciales y financieros en dólares estadounidenses, 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 al financiamiento a corto plazo con entidades bancarias por US\$ 30.000.000, a la Clase V por US\$ 165.201.400, Clase VIII por US\$ 43.854.472 y las Clases III, IV, VI, VII y X por un total de US\$ 163.056.676 cuyo valor en pesos está asociado al tipo de cambio BCRA “A” 3500 (dólar link), y el préstamo de US\$ 12.000.000 para financiar la construcción del Parque Solar “La Salvación”.
- los menores intereses devengados debido a que al 30 de abril de 2025 el 43,8% aproximadamente del capital de obligaciones negociables devengan interés a tasa 0% y la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso. Asimismo, los adelantos en cuenta corriente aumentaron un 670,8% entre ambos ejercicios y se registraron deudas financieras en pesos por un monto de \$ 8.789.929. Cabe destacar que al 30 de abril de 2025 se incluyen el interés del 6,5% anual sobre el préstamo del BBVA de US\$ 12.000.000 y el interés de las deudas financieras en dólares.

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 registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 fue del 47,3%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 fue del 289,4%. Adicionalmente, los pasivos monetarios se disminuyeron en un 4,9% aproximadamente al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025 en comparación con el ejercicio anterior.

Al 30 de abril de 2024/2023

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2024 arrojaron un saldo de \$ 130.630.763, mientras que al 30 de abril de 2023 fueron de \$ 65.154.513, representando un incremento del 100,5%. Las principales causas de esta variación de \$ 65.476.250 estuvieron relacionadas fundamentalmente con una mayor evolución del rubro “diferencia de cambio”, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso entre ejercicios, el cual entre mayo 2023 y abril 2024 se incrementó en un 293,6% mientras que, entre mayo 2022 y abril 2023 tuvo un aumento del 93,1% y a los “otros resultados financieros”, debido al reconocimiento de la prima de emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI. El Grupo posee al 30 de abril de 2024 el 49,0% de sus activos financieros en dólares estadounidenses. Al 30 de abril de 2024 el rubro intereses aumentó fundamentalmente por los intereses por mora abonados por CAMMESA debido al incremento de la tasa de interés y a los retrasos registrados en los pagos.

Los costos financieros al 30 de abril de 2024 arrojaron un saldo de \$ 781.230.998, mientras que al 30 de abril de 2023 fueron por \$ 305.473.506, representando un incremento del 155,7%. Las principales causas de la variación de \$ 475.757.492 fueron:

- las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la mayor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2023 y abril 2024 se incrementó en un 293,6% mientras que, entre mayo 2022 y abril 2023 tuvo un aumento del 93,1%. Adicionalmente, las deudas financieras se incrementaron en US\$ 151 millones aproximadamente, en el ejercicio finalizado en abril de 2024 comparado con los saldos del ejercicio anterior. El Grupo posee el 90,3% de sus pasivos comerciales y financieros en dólares estadounidenses, 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 II por US\$ 41.448.000, las Obligaciones Negociables Clase V por US\$ 188.801.600, las Obligaciones Negociables Clase VIII por US\$ 47.354.472 y las Obligaciones Negociables Clase III, IV, VI y VII por un total de US\$ 107.457.342 cuyo valor en pesos está asociado al tipo de cambio BCRA “A” 3500 (dólar link).

- los mayores intereses devengados correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase II por la mayor variación a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, a la prefinanciación de exportaciones, financiación de importaciones y a los adelantos en cuenta corriente tomados por el Grupo durante el ejercicio. Asimismo, al 30 de abril de 2024 se incluyen los intereses devengados por las Obligaciones Negociables Clase V a una mayor tasa de interés y el resultado generado por el canje de las Obligaciones Clase II por las Obligaciones Negociables Clase V por \$ 13.510.113.

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 registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 fue del 289,4%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 fue del 108,8%. Adicionalmente, los pasivos monetarios se incrementaron en un 12,7% aproximadamente al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024 en comparación con el ejercicio anterior.

Impuesto a las ganancias

Al 30 de abril de 2025/2024

El impuesto a las ganancias ascendió al 30 de abril de 2025 y 2024 a una ganancia de \$ 48.474.011 y \$ 1.166.166, respectivamente, representando una variación positiva de \$ 47.307.845, como consecuencia del impuesto determinado y de la variación del impuesto diferido entre ejercicios.

Al 30 de abril de 2024/2023

El cargo por impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2024 fue de \$ 1.166.166 (ganancia), mientras que al 30 de abril de 2023 fue de \$ 46.520.090 (pérdida), representando una variación de \$ 47.686.256, como consecuencia fundamentalmente del aumento del quebranto impositivo producto de los resultados pérdida del ejercicio, la cual incluye la baja de las inversiones en el área Parva Negra Oeste.

Otros resultados integrales

A continuación, se exponen los valores correspondientes a “otros resultados integrales” por los ejercicios anuales finalizados el 30 de abril de 2025, 2024 y 2023:

Otros resultados integrales	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30 de abril de 2025	30 de abril de 2024 (*)	30 de abril de 2023 (*)
	(en \$ miles)	(en \$ miles)	(en \$ miles)
Con imputación futura a resultados	-	-	-
Sin imputación futura a resultados	(19.104.770)	7.427.136	18.038.564
Total	(19.104.770)	7.427.136	18.038.564

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2025/2024 y al 30 de abril de 2024/2023

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.

Resultado neto

Al 30 de abril de 2025/2024

El Resultado neto del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 ascendió a \$ 25.670.487 (ganancia) en comparación con los \$ 52.848.482 (pérdida) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024. Adicionalmente a lo mencionado en los párrafos anteriores, el resultado neto al 30 de abril de 2025 se vio beneficiado fundamentalmente por los menores costos financieros, derivados de las menores diferencias de cambio e intereses, como consecuencia de la menor evolución del tipo de cambio del dólar estadounidense entre ejercicios. Esto fue parcialmente compensado por una disminución en los ingresos financieros generados principalmente por la disminución de las diferencias de cambio como consecuencia de lo mencionado anteriormente, y los menores intereses por mora que devengan los créditos con CAMMESA, por presentar una mejora en los plazos de cobranzas de dichos créditos y una disminución en los otros resultados financieros RECPAM por la menor evolución de la inflación entre ejercicios.

Al 30 de abril de 2024/2023

El Resultado neto del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 52.848.482 (pérdida) en comparación con los \$ 132.476.319 (ganancia) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023. Adicionalmente a lo mencionado en los párrafos anteriores, el resultado neto al 30 de abril de 2024 se vio afectado por los mayores costos financieros originados por un incremento en las diferencias de cambio e intereses como consecuencia del incremento del tipo de cambio del dólar estadounidense y al mayor endeudamiento, compensado parcialmente por el RECPAM, los mayores ingresos financieros y el quebranto impositivo originado por el resultado negativo del ejercicio, el cual incluye la baja de las inversiones en el área Parva Negra Oeste. Por su parte, el resultado neto al 30 de abril de 2023 se vio afectado, principalmente, por la pérdida por diferencia de cambio como consecuencia de la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso en dicho ejercicio.

Resultado integral

Al 30 de abril de 2025/2024

El resultado integral al 30 de abril de 2025 ascendió a \$ 6.565.717 (ganancia) en comparación con \$ 45.421.346 (pérdida) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024.

Al 30 de abril de 2024/2023

El resultado integral al 30 de abril de 2024 ascendió a miles de \$ 45.421.346 (pérdida) en comparación con \$ 150.514.883 (ganancia) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023.

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 2025, 2024 y 2023:

Estado de flujo de efectivo	Por el ejercicio anual finalizado el		
	30.04.2025	30.04.2024 (*)	30.04.2023 (*)
	(en miles de Pesos)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	174.395.628	78.502.625	168.163.855
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(184.388.055)	(179.307.318)	(107.613.969)
Flujo neto de efectivo generado por/(utilizado en) las actividades de financiación	(10.394.961)	117.587.518	(80.625.223)
Total flujo de fondos neto	(20.387.388)	16.782.825	(20.075.336)

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas

Al 30 de abril de 2025/2024

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2025, nuestros flujos de efectivo netos provenientes de las actividades operativas ascendieron a miles de \$ 174.395.628 provenientes principalmente del resultado neto del ejercicio por un monto de miles de \$ 25.670.487 ganancia, y además principalmente: (i) intereses devengados de pasivos financieros por miles de \$ 26.316.844, (ii) la diferencia en cambio por pasivos financieros y otros por miles de \$ 132.652.654, (iii) depreciación de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 132.331.302 y (iv) la desvalorización de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 43.277.419. Todo lo anterior fue compensado por miles de (\$ 172.704.980) por cuenta de RECPAM. Los flujos de efectivo netos generados por las actividades operativas durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 ascendieron a miles de \$ 78.502.625, debido a las diferencias de cambio generadas por deudas financieras y la depreciación de propiedad planta y equipo compensado con el resultado neto del ejercicio y el RECPAM.

Al 30 de abril de 2024/2023

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2024, nuestros flujos de efectivo netos provenientes de las actividades operativas ascendieron a miles de \$ 78.502.625 provenientes principalmente del resultado neto del ejercicio por un monto de \$ (52.848.482) pérdida, y además: (i) intereses devengados de pasivos financieros por miles de \$ 51.996.456, (ii) la diferencia en cambio por pasivos financieros y otros por miles de \$ 629.076.234, (iii) la depreciación de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 113.000.857, (iv) la desvalorización de propiedad, planta y equipo por miles de \$ 22.882.425 y (v) la baja de los activos relacionados con Parva Negra Oeste por miles de \$ 65.531.605. Todo lo anterior fue compensado por miles de (\$ 632.180.230) por cuenta de RECPAM. Los flujos de efectivo netos generados por las actividades operativas durante el ejercicio

finalizado el 30 de abril de 2023 ascendieron a miles de \$ 168.163.855, debido al resultado neto del ejercicio, diferencias de cambio generadas por deudas financieras y la depreciación de propiedad planta y equipo.

Flujo neto de efectivo (utilizado en) las actividades de inversión

Al 30 de abril de 2025/2024

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2025 los fondos utilizados en actividades de inversión totalizaron miles de (\$ 184.388.055). Las principales erogaciones se debieron a (i) pagos por adquisiciones de Propiedad, Planta y Equipo por miles de (\$ 177.196.604) y (ii) constitución de inversiones financieras no consideradas como efectivo o equivalentes de efectivo por miles de \$ (6.314.686). Los fondos utilizados en actividades de inversión durante el año terminado el 30 de abril de 2024 ascendieron a miles de (\$ 179.307.318). Dicha variación se debió principalmente a las mayores inversiones en Propiedad, planta y equipo y a las mayores inversiones financieras no considerados como efectivo o equivalentes de efectivo al 30 de abril de 2025.

Al 30 de abril de 2024/2023

Durante el ejercicio fiscal finalizado el 30 de abril de 2024 los fondos utilizados en actividades de inversión totalizaron miles de (\$ 179.307.318). Las principales erogaciones se debieron a (i) pagos por adquisiciones de Propiedad, Planta y Equipo por miles de (\$ 171.850.677), (ii) constitución de inversiones financieras no consideradas como efectivo o equivalentes de efectivo por miles de \$ (3.660.038) y (iii) altas en activos intangibles por miles de \$ (3.796.603). Los fondos utilizados en actividades de inversión durante el año terminado el 30 de abril de 2023 ascendieron a miles de (\$ 107.613.969). Dicha variación se debió principalmente a las inversiones en Propiedad, planta y equipo y a las menores inversiones financieras no considerados como efectivo o equivalentes de efectivo al 30 de abril de 2024

Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación

Al 30 de abril de 2025/2024

En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025 el flujo neto de fondos utilizados en actividades de financiación, totalizaron miles de (\$10.394.961), debido principalmente a los intereses abonados por miles de (\$27.474.000) y a los miles de (\$112.108.790) en pagos de deudas financieras, compensado por la obtención de deuda financiera por \$ 130.496.414.

El flujo neto de efectivo generado en las actividades de financiación al 30 de abril de 2024 fue de miles de \$ 117.587.518 generado principalmente por los préstamos obtenidos.

Al 30 de abril de 2024/2023

En el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024 el flujo neto de fondos generado por las actividades de financiación, totalizaron miles de \$ 117.587.518 generado por los préstamos obtenidos por \$ 155.677.927 compensado parcialmente con los intereses pagados por miles de (\$ 30.894.158) y las deudas financieras canceladas por miles de (\$ 5.738.732).

El flujo neto de efectivo utilizado en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 fue de miles de (\$ 80.625.223) generado por los dividendos abonados y los intereses pagados.

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 35 a los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2025.

Pasivos financieros

El pasivo financiero total pendiente de pago al 30 de abril de 2025 y 2024 fue de miles de \$ 498.101.548 y miles de \$ 521.656.652, respectivamente. La composición de los pasivos financieros corrientes y no corrientes al 30 de abril de 2025 y 2024 es la siguiente:

	30.04.2025 (en miles de Pesos)	30.04.2024 (*) (en miles de Pesos)
No corriente		
<u>En moneda nacional</u>		
Comisiones y gastos a devengar	(3.245.984)	(4.516.182)
<u>En moneda extranjera</u>		
Préstamos bancarios	12.355.200	-
Obligaciones	354.181.195	413.092.203
Negociables		
Total	363.290.411	408.576.021
Corriente		
<u>En moneda nacional</u>		
Comisiones y gastos a devengar	(1.817.137)	(1.574.551)
Préstamos bancarios	8.789.929	-
Adelantos en cuenta corriente	5.801.583	752.650
<u>En moneda extranjera</u>		
Préstamos Bancarios	36.857.493	23.955.830
Obligaciones	85.179.269	89.946.702
Negociables		
Total	134.811.137	113.080.631

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas al cierre de las fechas indicadas:

	30.04.2025	30.04.2024
	(en miles de Pesos)	
Dólar	297.470.733	388.256.093
Dólar link	191.102.424	138.738.642
Pesos	14.591.512	752.650
Comisiones a devengar en pesos	(5.063.121)	(6.090.733)
Total	498.101.548	521.656.652

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:

	30.04.2025	30.04.2024 (*)

	(en miles de Pesos)	
6 meses o menos	45.928.726	56.646.864
6-12 meses	88.882.411	20.142.778
1- 2 años	163.397.400	58.770.467
Más de 2 años	199.893.011	218.681.176
Total	498.101.548	354.241.285

(*) cifras expresadas en moneda constante de abril de 2025.

Resumen al 30 de abril de 2025

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
	(en miles de Pesos)		
Obligaciones negociables clases II, III, IV, V, VI, VII, VIII y X	85.179.269	354.181.195	439.360.464
Comisiones y gastos a devengar obligaciones negociables	(1.817.137)	(3.245.984)	(5.063.121)
Préstamos bancarios	45.647.422	12.355.200	58.002.622
Adelantos en Cuenta Corriente	5.801.583	-	5.801.583
Total	134.811.137	363.290.411	498.101.548

Resumen al 30 de abril de 2024

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
	(en miles de Pesos)		
Obligaciones negociables clases II, III y IV	89.946.702	413.092.203	503.038.905
Comisiones y gastos a devengar obligaciones negociables	(1.574.551)	(4.516.182)	(6.090.733)
Préstamos bancarios	23.955.830	-	23.955.830
Adelantos en Cuenta Corriente	752.650	-	752.650
Total	113.080.631	408.576.021	521.656.652

Para mayor información, ver *Nota 30* a los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2025.

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 2025, 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 del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera.

El Grupo posee al 30 de abril de 2025 aproximadamente el 86,0% de sus pasivos (comerciales y financieros) en moneda extranjera (dentro de este porcentaje se incluye las ON Clase III, IV, VI, VII y X emitidas en pesos atados a la evolución del tipo de cambio (dólar link) y el 66,7% de sus activos (efectivo y equivalentes de efectivo, títulos públicos y cuentas por cobrar comerciales) denominados en moneda extranjera, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Al 30 de abril de 2025 y 2024, el Grupo 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 en su mayoría se encuentran dolarizados. Respecto del precio de los hidrocarburos (petróleo y gas) los mismos están denominados en dólares estadounidenses, los que representaron aproximadamente un 76,9% y 78,7% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2025 y 2024, 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 los precios de la energía se fijan en pesos y 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. Al 30 de abril de 2025 y 2024, aproximadamente el 45,2% y 50,8%, respectivamente, de la energía está remunerada en dólares. Los ingresos por energía eléctrica representaron aproximadamente un 17,4% y 15,5% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente.

En cuanto a los ingresos relacionados con la generación de energía eólica, los mismos representaron un 2,0% y 2,1% de los ingresos totales de la Sociedad al 30 de abril de 2025 y 2024. Respecto del precio, la tarifa está fijada en dólares estadounidenses, la misma es abonada por CAMMESA al tipo de cambio del momento del pago.

Respecto del propano y butano los ingresos representaron aproximadamente un 3,7% y 3,6%, de los ingresos totales del Grupo al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente. Respecto del precio del propano y butano, su valor está establecido en pesos, pero relacionado con una paridad de exportación en dólares estadounidenses 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 64,1% y 50,4% al 30 de abril de 2025 y 2024, respectivamente.

	al 30/04/2025	al 30/04/2024
Posición neta Pasiva en US\$	(385.262)	(371.404)
Dólar– tipo de cambio	1.161 (comprador) y 1.170 (vendedor)	873,50 (comprador) y 876,50 (vendedor)
Posición neta Pasiva en \$	(451.210.597)	(479.674.716)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2025 y 2024, 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 miles de \$ 29.328.689 y \$ 31.178.857, 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 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 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.

La Sociedad posee al 30 de abril de 2025 y 2024, 49,5% y 61,8%, respectivamente, de sus pasivos comerciales y financieros a tasas fijas (ON Clase V y VIII a una tasa nominal anual del 9,25% con vencimiento en agosto de 2028 y 5,95% con vencimiento en junio de 2026, respectivamente y préstamo con BBVA a una tasa nominal anual del 6,5%) y 2,4% y 0,2%, respectivamente en préstamos en pesos y adelantos en cuenta corriente a una tasa nominal anual del 28,3% y 59%. Este riesgo se encuentra mitigado debido a que al 30 de abril de 2025 y 2024, el 48,1% y el 38,3% de los pasivos comerciales y financieros (ON Clase III, IV, VI, VII y X) no devengan interés.

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	30.04.2025	30.04.2024
Tasa fija		
Dólares estadounidenses	293.735.370	380.585.463
Subtotal préstamos a tasa fija	293.735.370	380.585.463
Tasa variable (*)		
Pesos argentinos	14.169.262	752.650
Subtotal préstamos a tasa variable	14.169.262	752.650
No devenga interés		
Dólares link	191.102.424	138.738.642
Subtotal préstamos que no devengan interés	191.102.424	138.738.642
Total préstamos	499.007.056	520.076.755
Tasa de interés adelanto en CC	28,3%	59,0%
Incremento 10%	31,2%	65,0%
Efecto en resultado total	401.281	44.406
menos efecto del imp. diferido	(140.448)	(15.542)
Efecto total	260.833	28.864

(*) 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 2025 y 2024, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% en la tasa de interés variable hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de miles de \$ 260.833 y \$ 28.864, 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, se mantienen precios de referencia para distintos segmentos de mercado y aquellos derivados de los contratos firmados por los planes de estímulo a la producción. El objetivo de las autoridades es que a medida que los segmentos se normalicen y los contratos expiren o se transfieran fomentar una contractualización del mercado con precios que reflejen la oferta y demanda estacional.

Por su parte, el precio de GLP se encuentra desregulado para los segmentos mayoristas teniendo como referencia 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 algunos programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores. Dentro de las medidas de normalización del mercado se agilizaron y flexibilizaron los permisos de exportación.

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.

Al 30 de abril de 2025 y 2024, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2025 y 2024, 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 miles de \$ 22.010.152 y \$ 25.610.504, 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 durante el presente ejercicio emitió en julio de 2024 Obligaciones Negociables Clase X a un plazo de 3 años con vencimiento de su capital en una cuota en julio de 2027. Adicionalmente, respecto de los covenants que rigen las Obligaciones Negociables Clase V y VIII, los mismos son de incurrencia y no de mantenimiento; esto 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 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 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 2025 y 2024.

Al 30 de abril de 2025	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	-	15.251.848	76.688.012	209.597.313	153.693.098	
Cuentas por pagar comerciales	5.236.376	85.938.793	1.254.907	947.337	696.264	295.964

Al 30 de abril de 2024(*)	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	-	67.042.292	46.038.338	27.389.515	381.186.506	-
Cuentas por pagar comerciales	16.620.276	71.318.459	2.511.857	1.755.787	1.764.478	261.639

(*) Números en moneda constante de abril de 2025.

Información sobre tendencias

Exploración, Explotación y Producción de Petróleo y Gas

Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- en el **área Agua del Cajón**, de acuerdo con los resultados obtenidos se evaluará la perforación de un nuevo PAD de 4 pozos junto con la estrategia de optimización de los costos en la perforación y terminación de los mismos, así como también la optimización de la inversión en futuras instalaciones. Todos estos trabajos nos permitirán desarrollar una estrategia para una eventual masificación de la formación Vaca Muerta.

- en el **área Loma Negra**, continuar con el desarrollo de los prospectos de petróleo en los yacimientos Anticlinal de María Oriental y Anticlinal Viejo. Se está evaluando la implementación de compresores en boca de pozo para llevar de baja a media presión el Yacimiento Loma María, la instalación de módulos de refrigeración mecánica para el tratamiento de gas producido para obtener gasolina y dejar el gas en especificación y por último, la reingeniería de recuperación secundaria en los yacimientos Loma Negra y El Látigo Occidental.

- en el **área La Yesera**, continuar con el desarrollo de reservas, principalmente de petróleo, en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra**, llevar a cabo la perforación de pozos productores de primaria y recuperación secundaria, continuar con la campaña de reacondicionamiento de pozos productores de petróleo y la adaptación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I**, llevar a cabo la perforación de pozos productores de primaria y recuperación secundaria, continuar la campaña de reacondicionamiento de pozos productores de petróleo y adecuar pozos inyectoros.

-en el **área Puesto Zúñiga**, continuar con el desarrollo del área mediante la perforación de nuevos pozos de gas, cuando el precio del gas lo amerite. Se encuentra en evaluación la implementación de un proyecto de compresión de media a alta presión para aumentar las reservas y extender la vida del yacimiento.

- en el **área No Convencional de Cinco Saltos Norte**, con fecha 20 de marzo de 2025 se publicó el Decreto N° 197/25 por el cual la Provincia de Río Negro adjudicó a Capex el permiso de exploración sobre el Área No Convencional de Cinco Saltos Norte por 3 años. El compromiso de inversión es por US\$ 6,85 millones. Dicho plan contempla la perforación de un pozo de 1500 metros de rama horizontal a la formación Vaca Muerta.

Se espera realizar en el próximo ejercicio el reproceso de sísmica 3D y potencialmente evaluar la perforación de un pozo horizontal con el objetivo de evaluar la productividad de la formación Vaca Muerta en ventana de petróleo.

Asimismo, como parte de la estrategia de crecimiento, la Sociedad continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarbúricos locales que permitan incrementar los niveles de producción y reservas.

Energía Eléctrica y renovables

Respecto de los segmentos de energía eléctrica y renovables, el Grupo continuará operando la CT ADC y los parques eólicos PED I y II.

En el mes de junio de 2025 se obtuvo la habilitación comercial del 50% de la capacidad de generación del Parque Solar “La Salvación” ubicado en la zona de Quines, San Luis y en el mes de julio de 2025 se habilitó el 50% restante. Dicha central generará energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. El parque tiene una potencia inicial de 20MW.

4SOLAR ha firmado acuerdos de venta de energía con diferentes clientes en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) por el 87% de su capacidad de generación, con una vida promedio de entre 5 y 7 años.

El Grupo continuará evaluando 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.

Procesos judiciales y administrativos

Capex periódicamente es objeto de acciones legales en el curso habitual de sus negocios, ninguna de las cuales individualmente haya tenido o se espera que vaya a tener algún efecto material adverso sobre nuestro negocio, situación financiera o resultado de operación. Véase la Nota 34 de los Estados Financieros Anuales Consolidados al 30 de abril de 2025. 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 involucren 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 (la “Resolución”), fue pasible de una serie de sanciones por parte de la SEN, por supuestos incumplimientos al abastecimiento de ciertos volúmenes de gas licuado de petróleo (“GLP”), en virtud del acuerdo de estabilidad del precio de GLP (el “Acuerdo”) 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 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 \$ 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 consolidados al 30 de abril de 2025 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) 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 \$ 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 \$ 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 sana 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, impropriamente 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 Ley 26.854 de Medidas Cautelares 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 Ley de Medidas Cautelares 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.

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 de marzo de 2016 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.

El ENARGAS y el Estado Nacional han apelado la sentencia, pero el primero lo realizó fuera de término y fue rechazada. La Cámara de General Roca emitió su sentencia el 21 de noviembre de 2023 informando que se rechazaba la apelación del Estado Nacional. El 12 de diciembre de 2023 el Estado Nacional planteó un Recurso Extraordinario que fue contestado por la Sociedad el 29 de diciembre de 2023.

La Cámara Federal de General Roca rechazó la demanda en agosto de 2024, y el Estado Nacional no presentó Recurso de Queja, quedando firme el fallo de primera instancia de febrero de 2022 a favor de Capex S.A.

a.3) Resolución SEN 77/12

La Sociedad considera que la Res SEN 77/12, mencionada en la Nota 2.d), entre otras cuestiones, viola las disposiciones de la Ley 26020 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 26020 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 26854 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 consolidados al 30 de abril de 2025 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

(i) En agosto de 2010 el ARCA notificó a la Sociedad (OI 311.479) una determinación de deuda por \$ 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 \$ 2.863 (expresado en moneda histórica) e intereses devengados por \$ 3.471 (expresado en moneda histórica) por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

El ARCA 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 del ARCA 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 \$ 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 del ARCA que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte del ARCA 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 el ARCA 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 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 del ARCA, en respuesta a la opinión recabada por el ARCA 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, el ARCA 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 \$ 1.717 (expresado en moneda histórica, capital de \$ 1.002 más intereses por \$ 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, el ARCA 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 el ARCA también notificó a la Sociedad la aplicación de multas por un monto total de \$ 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”

El ARCA 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.

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 que fue respondido con fecha 22 de septiembre de 2022.

El recurso extraordinario fue rechazado por la misma Sala el 27 de octubre de 2023 por no demostrar la arbitrariedad necesaria para esta presentación, así como tampoco una situación de gravedad institucional que admitiría la apertura del recurso. Posteriormente, en el mes de noviembre de 2023 el ARCA presentó un Recurso de Queja por Extraordinario Denegado ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

(iv) El 12 de marzo de 2019 la Sociedad recibió un requerimiento del ARCA (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 el ARCA.

(v) En marzo de 2022, el ARCA realizó un nuevo requerimiento de rectificación de las declaraciones juradas (OI 2.001.730) 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 2.001.730, 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 \$ 74.669 más \$ 155.982 de intereses (total \$ 230.651) más una multa por \$ 24.393 (expresados en moneda histórica). La Sociedad presentó la impugnación administrativa a la nueva determinación de deuda el 5 de julio 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 del ARCA, por lo cual los Estados financieros consolidados al 30 de abril de 2025 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
2023.....	808,45	178,15	292,12	808,45
2024.....	1032	810,70	916,25	1032
Mes				
Enero 2025.....				1053,50
Febrero 2025.....				1064,65
Marzo 2025.....				1074
Abril 2025.....				1170
Mayo 2025.....				1188
Junio 2025.....				1205
Julio 2025.....				1380
Agosto 2025 ⁽⁵⁾				1352,33

(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.

(5) Hasta el 26 de agosto de 2025.

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 E G 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 2024 los desembolsos a USD 8.350.000; 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 2025, el saldo acreedor de Capex contemplando los dos contratos de mutuo con su subsidiaria E G WIND es de \$12.757.883.323 (capital más intereses), de los cuales \$ 3.975.017.027 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 presenta un resumen de las principales restricciones para el acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de las reglamentaciones le darán la misma interpretación que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se recomienda a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de la normativa cambiaria, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

La normativa sobre exterior y cambios ha sido consolidada en un único cuerpo por el BCRA a través de la Comunicación “A” 8307 (el “T.O. sobre Exterior y Cambios”), que incorpora sucesivas modificaciones, adecuaciones formales y reordenamientos.

Entre otras modificaciones recientes, con fecha 13 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación “A” 8042, la cual fue posteriormente dejada sin efecto atento a su incorporación al T.O. sobre Exterior y Cambios por medio de la Comunicación “A” 8191, mediante la cual se establece que, a partir del 1° de julio de 2024, los requisitos previstos en los puntos 4.3.3.1. y 4.3.3.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios no resultarán de aplicación en las compras de títulos valores que concreten los clientes con fondos en moneda extranjera recibidos en los 15 días hábiles previos a partir del cobro de capital y/o intereses de títulos de deuda emitidos por residentes, lo cual será de aplicación en la medida que la reinversión de los fondos por parte del beneficiario resulte neutra en materia impositiva respecto de la operatoria de acreditación de los fondos en una cuenta a la vista del beneficiario en una entidad financiera y su posterior débito para la compra de valores.

Posteriormente, el 11 de abril de 2025, el BCRA anunció el inicio de la “Fase 3 del Programa Económico”, que prevé:

- La implementación de una banda de flotación del tipo de cambio del dólar estadounidense en el Mercado Libre de Cambios (MLC), inicialmente fijada entre Ps. 1.000 y Ps. 1.400, con una expansión mensual prevista del 1%. Dentro de esta banda, se espera que el tipo de cambio fluctúe libremente conforme a la oferta y la demanda.
- La flexibilización de las restricciones cambiarias, incluyendo la eliminación de restricciones aplicables a personas humanas, la autorización para la distribución de dividendos a accionistas extranjeros respecto de ejercicios iniciados en 2025, y la extensión de los plazos para la liquidación de operaciones de comercio exterior.
- La adopción de un régimen monetario convencional centrado en un estricto control de la base monetaria, basado en la no financiación del déficit fiscal por parte del BCRA y el cese de la emisión monetaria para remunerar pasivos del BCRA con devengamiento de intereses.

En este sentido, en esa misma fecha el BCRA emitió la Comunicación “A” 8226, a partir de la cual muchos aspectos del T.O. sobre Exterior y Cambios dejaron de tener efecto o relevancia para las personas humanas residentes en Argentina, dado que dicha comunicación estableció que las personas humanas residentes pueden acceder a la MLC sin autorización previa del BCRA para la compra de moneda extranjera para tenencia o para la constitución de depósitos, sin mayores requisitos que pagar con débito en su cuenta bancaria local o con efectivo en moneda local con un límite de US\$ 100 por mes calendario en este segundo caso.

A su vez, por medio de la Comunicación “A” 8234 de fecha 30 de abril de 2025, se incorpora al T.O. sobre Exterior y Cambios la Suscripción de bonos BOPREAL por parte de deudores de capital e intereses vencidos con contrapartes vinculadas sujetos a la conformidad previa del BCRA prevista en los puntos 3.3.3. y 3.5.6. de dicha normativa. Así, los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta la suma adeudada a la fecha de la suscripción por: i) Intereses compensatorios vencidos hasta el 04 de julio de 2024 por deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios con contrapartes vinculadas; ii) Intereses compensatorios vencidos hasta el 31 de diciembre de 2024 por deudas financieras con contrapartes vinculadas; y iii) Capital vencido por deudas financieras con contrapartes vinculadas.

Reglamentaciones específicas relativas a egresos a través del MLC

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con la Sección 13 del T.O. sobre Exterior y Cambios, en materia de acceso al MLC para el pago de servicios prestados por no residentes, las entidades podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida que se verifiquen ciertos requisitos normativos aplicables.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior

En materia de acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes, se reemplazó al SIRA y al Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios del Exterior (“SIRASE”), mediante la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 de Secretaría de Comercio y ARCA (ex AFIP) y la Resolución de la Secretaría de Comercio N° 1/2023: por un nuevo régimen SEDI el cual establece que: (i) la declaración tiene un plazo de validez de 360 días desde el estado de salida; (ii) el análisis de la situación tributaria del contribuyente y el sistema de capacidad económica financiera se realiza de manera previa a la oficialización de la declaración; (iii) los organismos estatales tendrán 30 días para pronunciarse y vencido ese plazo sin pronunciación, la declaración pasará de forma automática a estado de salida. Por último, la Resolución General Conjunta N° 5478/2024 de ARCA y la Secretaría de Comercio publicada en el Boletín Oficial el 10/01/2024 eliminó como requisito para aprobación de la SEDI el análisis del CEF.

Posteriormente, el Gobierno Nacional estableció la derogación del SEDI a través de la Resolución General Conjunta 5651/2025 de la ARCA y la Secretaría de Industria y Comercio del Ministerio de Economía, emitida con fecha 25 de febrero de 2025, luego de determinar que el mecanismo cumplió con los objetivos de normalizar, transparentar, ordenar y agilizar el sistema de importaciones.

De conformidad con el punto 10.1 del T.O. sobre Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos al exterior por importaciones argentinas de bienes y otras compras de bienes cuando se reúnan las condiciones especificadas a tal efecto. En este sentido, se consideran importaciones argentinas de bienes a aquellas operaciones que cuenten con el correspondiente registro de ingreso aduanero de los bienes ante la Aduana de la República Argentina. Asimismo, se establece el sistema de “Seguimiento de Pagos de Importaciones” (“SEPAIMPO”), el cual permite monitorear los pagos asociados a una oficialización de importación, como así también la demostración del ingreso de los bienes al país con relación a pagos efectuados con anterioridad al registro de ingreso aduanero de los bienes.

Entre otros requisitos establecidos para dar acceso al MLC para el pago al exterior de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que constan en el SEPAIMPO, se requiere (i) certificar el cumplimiento de ciertas condiciones, tales como que la operación se encuentre declarada, en caso de corresponder, en el “relevamiento de activos y pasivos externos”; y (ii) que el pago no se realice con anterioridad a la fecha de vencimiento de la obligación con el exterior (requisito no aplicable a clientes que sean VPU’s -conforme se define más adelante- adheridos al RIGI).

A efectos de dar acceso al MLC para el pago anticipado de importaciones al exterior, se requiere verificar previamente el cumplimiento de ciertos requisitos, tales como: la existencia de una compra de bienes al exterior, donde se exige el anticipo de parte o el total de los fondos con anterioridad a la fecha de entrega de los bienes en la condición de compra pactada; que el beneficiario del pago sea el proveedor del exterior; y que se cuente con elementos que permitan avalar la razonabilidad de los montos a pagar considerando la actividad importadora del cliente en los últimos años y/o los planes de negocios.

Si bien el punto 10.10.1 establece una escala de plazos diferidos para los cuales las entidades pueden otorgar acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, mediante la Comunicación “A” 8226 el BCRA ha establecido que para las importaciones de todo tipo de bienes oficializadas a partir del 14 de abril de 2025, dicho plazo será de 0 (cero) días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero.

Mediante la Comunicación “A” 7925, del 22 de diciembre de 2023, se establecieron las condiciones de suscripción de Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL), los cuales, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 72/2023, pueden ser utilizados por los importadores para: (i) regularizar la deuda comercial correspondiente a las importaciones de bienes y servicios pendientes al 12.12.2023; y (ii) cancelar ciertas obligaciones impositivas y aduaneras.

En este aspecto, el punto 10.11 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que se requiere la conformidad del BCRA para dar acceso al MLC para realizar pagos de importaciones de bienes con registro aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo cuando se verifique alguna excepción (y adicionalmente se verifique el cumplimiento de los restantes requisitos aplicables). Entre otras salvedades, se establecen las siguientes: (i) que el pago sea concretado mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL; (ii) que el pago sea concretado en el marco de lo dispuesto en el punto 4.7.4. por un cliente que suscribió BOPREAL Serie 1 por un monto igual o mayor al 50% (cincuenta por ciento) del total pendiente por sus deudas elegibles con anterioridad al 31.01.24; y (iii) el pago sea concretado en el marco de lo dispuesto en el punto 4.7.5. por un cliente que suscribió BOPREAL Serie 1 por un monto igual o mayor al 25% (veinticinco por ciento) del total pendiente por sus deudas elegibles con anterioridad al 31.01.24.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios, se permite el acceso al MLC para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”, y (ii) el acceso al MLC tenga lugar a partir de la fecha de vencimiento del interés a pagar. Este último no será de aplicación si se trata de un VPU adherido al RIGI que concreta el pago en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1. del T.O. sobre Exterior y Cambios.

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

También se requerirá la conformidad previa del BCRA cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor y el vencimiento de los intereses a pagar haya tenido lugar hasta el 04/07/2024. Este requisito no resultará de aplicación cuando la operación encuadre en alguna de las siguientes situaciones:

- (i) se trate de operaciones propias de las entidades financieras locales;
- (ii) se cuente con una “Certificación de aumento de las exportaciones de bienes” para los años 2021 a 2023, en los términos previstos en el punto 3.18. del T.O. sobre Exterior y Cambios, por el equivalente al valor que se abona; o
- (iii) se cuente con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)”, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del T.O. sobre Exterior y Cambios, por el equivalente al valor que se abona;
- (iv) El pago se concrete de manera simultánea con la liquidación por un importe no menor al monto de intereses por el cual que se accede al mercado de cambios de: (i) nuevos endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. del T.O. sobre exterior y cambios con una vida promedio no inferior a 2 años y que contemplen como mínimo 1 año de gracia para el pago de capital, en ambos casos contados desde la fecha en que se concreta el acceso al mercado, y (ii) nuevos aportes de inversión directa de no residentes. Los endeudamientos financieros y/o los aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados a los efectos de otros mecanismos considerados en la normativa cambiaria, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que cancela los intereses o por otra empresa residente perteneciente a su grupo económico.

La entidad deberá verificar el cumplimiento de la totalidad de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación previamente a realizar el pedido al BCRA.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

Por otro lado, en el T.O. sobre Exterior y Cambios, el BCRA permite el acceso al MLC para pagos de capital e intereses de títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos financieros con el exterior y títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior, fijando como requisitos, entre otros, a los siguientes:

- El deudor demuestre el ingreso y liquidación de divisas en el mercado de cambios por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior, estableciéndose ciertos supuestos en los que este requisito se considerará cumplimentado;
- La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”;
- El acceso al MLC se produce con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar.

En los restantes casos se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para precancelar los servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios, así como también cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, estableciéndose ciertas excepciones. No obstante, a través de la Comunicación “A” 8230, el BCRA dispuso que no será necesario contar con dicha conformidad previa para acceder al mercado de cambios cuando se trate del pago de endeudamientos financieros con contrapartes vinculadas que tengan una vida no inferior a 180 días, siempre que los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir del 21 de abril de 2025.

Pagos de utilidades y dividendos

El punto 3.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite el acceso al MLC para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

- a. Los dividendos y utilidades deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- b. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la empresa.

- c. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el “Relevamiento de activos y pasivos externos” por las operaciones involucradas.
- d. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:
 - Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020, en cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el MLC a partir de esa fecha en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del MLC a partir de dicha fecha; (ii) la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30% del monto liquidado; (iii) el acceso al MLC deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado; y (iv) al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
 - Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan Gas, en cuyo caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el MLC a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en dicho plan; (ii) el acceso al MLC se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el MLC del aporte que permite el encuadre en el presente punto; (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
 - Se cuenta con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” para los años 2021 a 2023, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona;
 - Se cuenta con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural”, por el equivalente al valor de las utilidades y dividendos que se abona;
 - El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los BOPREAL; o
 - Corresponda a utilidades y dividendos por aportes a un VPU adherido al RIGI.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 8226, el BCRA estableció que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a sus clientes para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en el marco de lo dispuesto en el punto 3.4. del T.O. sobre Exterior y Cambios cuando éstas correspondan a utilidades distribuibles obtenidas a partir de ganancias realizadas en estados contables anuales regulares y auditados de ejercicios iniciados a partir del 01 de enero de 2025.

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

A su vez, el T.O. sobre Exterior y Cambios, establece que los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 4.6.1. de dicha normativa.

Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

El punto 3.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que, para el acceso al MLC para cancelar capital e intereses de títulos de deuda con registro público en el exterior, de otros endeudamientos financieros externos y de títulos de deuda emitidos en moneda extranjera en el país que hayan sido íntegramente suscriptos en el exterior, se requiere:

- i. que el deudor demuestre el ingreso y la liquidación de divisas en el mercado de cambios por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento, lo que se considerará cumplimentado en ciertas salvedades previstas por la normativa;
- ii. que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos; y
- iii. que el acceso al mercado de cambios se produce con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar, salvo conformidad previa del BCRA o bajo el cumplimiento determinados supuestos y condiciones.

Asimismo, se establece la falta de necesidad de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, cuando los fondos se hayan destinado a proyectos del Plan Gas (Decreto 892/20), hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio mínima de dos años.

Por otro lado, se establece la posibilidad de que los endeudamientos financieros con el exterior puedan cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan determinados requisitos previsto en el punto 7.9 del T.O. sobre Exterior y Cambios, permitiéndose que los mencionados cobros sean acumulados, por los montos exigidos en los contratos de endeudamiento, en cuentas del exterior y/o el país con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de los endeudamientos financieros con el exterior.

Por último, se establece la necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital de los endeudamientos financieros contemplado en el punto 3.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, salvo determinadas excepciones.

Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes

El punto 3.6 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece la prohibición del acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, otorga una serie de excepciones para la cancelación en el país a partir de su vencimiento de capital e intereses, entre las que se destaca:

- i. Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra).
- ii. Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019, y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.
- iii. Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos sean liquidados a través del MLC.
- iv. Pago para la cancelación a partir de su vencimiento de obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicas al 30 de agosto de 2019.

Se destaca que el acceso al mercado de cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que la operación encuadre en alguna de las situaciones estipuladas cumpliéndose las condiciones aplicables.

Reglamentaciones específicas relativas a egresos a través del MLC

En virtud de la Sección 3.16 del T.O. sobre Exterior y Cambios, se establecen requisitos complementarios con relación a los egresos por el MLC.

En primer lugar, manda la necesaria conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC, salvo que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente respecto a sus tenencias de activos externos líquidos —con algunas pocas excepciones—, que deje constancia de que (a) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía certificados de depósitos argentinos (“CEDEARS”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado, por un monto conjunto superior equivalente a US\$ 100.000, considerándose activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.), y excluyéndose a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior; estableciéndose que:

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles y/o CEDEARs por un monto superior al anteriormente mencionado, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos fueron: (i) utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC; (ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios; (iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción; (iv) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos; (v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 (ciento veinte) días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6. del T.O. sobre Exterior y Cambios; (vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6.iii) del T.O. sobre Exterior y Cambios, y (b) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los 5 (cinco) días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo en todos los supuestos mencionados, cuando la operación en cuestión se hubiera concertado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

La declaración jurada del cliente no será requerida para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.3. del T.O. sobre Exterior y Cambios; (ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o (iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

Asimismo, el punto 3.16.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que en las operaciones con clientes que correspondan a egresos por el MLC – incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC (adicionalmente a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente que deje constancia de que (a) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos con legislación extranjera, y en los 90 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos con legislación argentina no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, adquisiciones en el país con liquidación en Pesos de títulos valores emitidos por no residentes, adquisiciones de CEDEARs, adquisiciones de títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, ni entregas de 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 o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior; y por último, debe constar el compromiso de no concertar las operaciones detalladas durante los 90 días corridos siguientes a la solicitud de acceso al MLC. Con relación a ello, a través de la Comunicación “A” 8226, el BCRA estableció exceptuar de los requisitos mencionados anteriormente, a las operaciones de egresos por el mercado de cambios realizadas por personas humanas residentes. Adicionalmente, estableció que no deberán tenerse en cuenta en la elaboración de las declaraciones juradas requeridas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios las operaciones realizadas hasta el 11/04/25. Asimismo, para el acceso de personas jurídicas al MLC, se requiere la presentación de una declaración jurada adicional donde conste: (a) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen control directo y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico según las normas del BCRA, y; (b) que en el día en que se solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no se entregaron en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales), a ninguna persona humana o jurídica que ejerza control directo, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios.

En este sentido, la Comunicación “A” 8226, estableció que no deberán tenerse en cuenta en la elaboración de las declaraciones juradas requeridas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios las operaciones realizadas hasta el 11/04/25. Por su parte, fija la necesidad de la conformidad previa del BCRA en el caso de que el cliente sea una persona humana o jurídica incluida por la ARCA en la base de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos, no resultando de aplicación este requisito para el acceso al MLC relativo a las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados

El punto 3.8 del T.O. sobre Exterior y Cambios, conforme fuera modificado por la Comunicación “A” 8226, establece que se podrá dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes, sin conformidad previa del BCRA para la compra de billetes en moneda extranjera para su tenencia o para la constitución de depósitos (códigos de concepto A07 y A09) en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

- La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a USD 100 (dólares estadounidenses cien) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados. En caso de que el cliente utilice efectivo en moneda local, se deberá contar con una declaración jurada en la cual deje constancia de que cumple con el requisito mencionado precedentemente.
- La entidad vendedora deberá entregar los billetes en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.
- La entidad ha registrado la operación en el sistema online implementado a tal efecto por el BCRA.

En todos los casos, la entidad deberá obtener evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

A partir de la eliminación de las restricciones cuantitativas mensuales para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes. En consecuencia, ya no se aplica el mecanismo de deducción de consumos en moneda extranjera (realizados con tarjetas de débito o crédito) del cupo mensual de USD 200 para la formación de activos externos, ya que dicho cupo ha sido eliminado. Por lo tanto, los consumos en el exterior con tarjetas de débito o crédito no afectan la capacidad de compra de moneda extranjera de las personas humanas residentes.

Repatriaciones de inversiones directas y otras compras de moneda extranjera por parte de no residentes

El punto 3.13 del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan de lo establecido en el párrafo precedente las operaciones de: a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación; b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones. c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones; d) Transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES) u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley N° 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado; e) Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a USD 100 (cien Dólares) en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 (noventa) días corridos anteriores. Esta operatoria quedará habilitada a

partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales; f) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes; g) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2.10.2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso; h) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes conforme a las condiciones establecidas.

Asimismo, el BCRA a través de la Comunicación “A” 8230, conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 8257, establece que no resultará necesario contar con la conformidad previa para acceder al mercado de cambios para la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 21 de abril de 2025 y la repatriación tenga lugar al menos 180 días después de la liquidación de los fondos del aporte.

Tampoco será necesaria la conformidad previa para la repatriación por parte de no residentes de servicios de capital, rentas y el producido de las ventas de inversiones de portafolio en instrumentos con cotizaciones en mercados locales autorizados por la CNV siempre que: (i) se cuente con la certificación de una entidad financiera local que acredite que la inversión fue constituida con fondos ingresados y liquidados en el mercado local de cambios a partir del 21 de abril de 2025, y (ii) se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al mercado no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada.

En el caso que el cobro de los servicios o venta de la inversión sea percibido en moneda extranjera la repatriación podrá concretarse por hasta el equivalente de ese monto. Asimismo, mediante la Comunicación “A” 8245 el BCRA establece que se considerará cumplido el requisito cuando el título de deuda del Tesoro Nacional suscripto en moneda extranjera tenga una vida promedio no inferior a 180 (ciento ochenta) días corridos.

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.bkra.gov.ar. La información contenida en los sitios web mencionados no se incorpora como referencia al presente Prospecto.

Normativa de la CNV

A continuación, se presenta un resumen de algunas resoluciones emitidas por la CNV, el que pretende ser una somera enunciación de éstas y no abarca ni la totalidad ni complejidad del cuerpo normativo emitido por este organismo.

SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DE LAS RESOLUCIONES QUE PUEDAN RESULTAR APLICABLES PARA CADA INVERSOR.

Resolución General CNV N° 861 y N° 871

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.

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.

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" 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.

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 EEEF 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° 944

La CNV resuelve derogar el Capítulo XIV del TÍTULO XVIII de las Normas de la CNV, 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° 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° 963

Con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV sustituyó varios artículos de las normas vigentes relacionadas con la emisión de “Valores Negociables Temáticos” 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.

Resolución General CNV N° 966

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.

Resolución General CNV N° 972

Con fecha 15 de agosto de 2023, la CNV modificó las Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros para agregar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

Resolución General CNV N° 1000

Con fecha 8 de mayo de 2024, la CNV, en línea con la nueva reglamentación dictada por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), en Estados Unidos, modificó el plazo de liquidación normal o estándar de las operaciones con valores negociables de 48 horas (T+2) a 24 horas (T+1).

Las modificaciones se orientan a fijar el plazo de contado normal en T+1 para las operaciones con valores negociables de renta variable y/o fija, y a mantener el plazo de contado normal en T+2 únicamente respecto de las operaciones con valores negociables de renta fija y en la medida que los mercados y las cámaras compensadoras no hubieran optado por discontinuar

dicho plazo. En ese orden de ideas, los mercados y las cámaras compensadoras deberán adecuar sus reglamentaciones y presentar las mismas, a la previa aprobación de la CNV.

Resolución General CNV N° 1001

Con fecha 8 de mayo de 2024, la CNV dado que ha observado un significativo aumento de las solicitudes de autorización para la creación de programas de Certificados de Depósito Argentinos (CEDEARs), decidió incluir -dentro de las facultades delegadas en la Gerencia de Emisoras- aquellas cuestiones referidas a la modificación de los términos y condiciones de dichos Programas; modificación de ratios; aumentos o cancelaciones parciales de montos de Programas; transferencia de Oferta Pública; reorganizaciones; y todo otro trámite relativo a los programas, con excepción de la autorización inicial de creación de Programas o su cancelación definitiva. Estas delegaciones expuestas también resultarán aplicables a los Certificados de Valores (CEVAs).

Resolución General CNV N° 1002

Con fecha 15 de mayo de 2024, la CNV modifica el artículo 3° de la Sección "Prohibición de intervenir u ofrecer en la oferta pública en forma no autorizada" a fin de incorporar, actividades de captación de clientes o intermediación en la oferta pública que requieren de la pertinente autorización por parte de la CNV para su regular ejercicio.

En esta oportunidad incluye los siguientes puntos, por lo cual, en el marco de lo dispuesto en el inciso c) del artículo 117 de la Ley N° 26.831, los agentes deberán especialmente abstenerse de:

- Ofrecer servicios de asesoramiento de valores negociables sin contar con el registro en cualquiera de las categorías de Agentes autorizados a tales efectos.
- Realizar actividades de difusión y promoción de valores negociables y/o captar o vincular clientes a Agentes registrados sin estar autorizados a tales efectos

Resolución General CNV N° 1004

Con fecha 10 de junio de 2024, la CNV ajustó los artículos 2° y 6° TER del Capítulo V. Agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación y agentes asesores globales de inversión de sus disposiciones transitorias, con el objetivo de exceptuar de los requisitos y condiciones allí previstos a las operaciones de ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local (MEP), a ser realizadas por personas humanas o jurídicas residentes con fondos provenientes de créditos hipotecarios UVA, por hasta el monto de los referidos créditos y en la medida que el producido de esas ventas sea aplicado a la compra de inmuebles.

A partir del 10 de junio, las mencionadas operaciones quedan exceptuadas del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a las mismas; del régimen informativo previo requerido; y de las restricciones a la venta contra moneda extranjera en los casos de tener financiaciones abiertas vía cauciones, pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales.

Respecto a la limitación para dar curso o liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en caso de contar con posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, esta resolución incorpora dentro de los financiamientos exceptuados a los pagarés librados en moneda extranjera con cláusula de pago en efectivo en dicha moneda y que hubieran sido descontados mediante su negociación en Mercados registrados ante la CNV.

Resolución General CNV N° 1005

Con fecha 12 de junio de 2024, la CNV incorpora a su reglamentación la posibilidad de realizar operaciones a plazo del tipo de contratos de opciones sobre índices basados en activos reglamentados por este Organismo.

Definen los requisitos mínimos que deberán observar los mismos para solicitar la autorización de los referidos contratos de opciones por parte del Organismo. La habilitación y reglamentación de dichas operaciones por parte de los Mercados queda sujeta a determinados parámetros, condiciones y requisitos que deberán ser observados para su previa aprobación por parte de la CNV.

Al mismo tiempo, readecuaron y simplificaron en general la totalidad de las disposiciones en materia de operaciones a plazo del tipo contratos de futuros y contratos de opciones.

Resolución General CNV N° 1006

Con fecha 26 de junio de 2024, la CNV amplía el régimen especial que regula la creación de instrumentos de inversión colectiva, ya que se incorpora a aquellos vehículos que tengan por objeto desarrollar obras de infraestructura privada.

Este régimen permitirá ofrecer nuevas oportunidades de inversión y movilizar recursos del mercado de capitales hacia fines prioritarios para el desarrollo económico.

Resolución General CNV N° 1010

Con fecha 19 de julio de 2024 la CNV, junto a la UIF, establecieron la reglamentación pertinente en materia de su competencia para la implementación del Régimen de Regularización de Activos establecido por la Ley N° 27.743 de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes.

De esta forma, se destaca que la CNV establece (i) la regulación de las cuentas comitentes especiales de regularización de activos a ser abiertas por los agentes de liquidación y compensación para dar curso a operaciones con valores negociables, el plazo de liquidación de las operaciones y el destino que tendrán los fondos resultantes de la liquidación de esas operaciones de venta de valores negociables, (ii) la creación de cuotapartes especiales a ser suscriptas con los fondos provenientes de la regularización, y, (iii) respecto de los proveedores de servicios de activos virtuales, remite a la normativa de AFIP para la regularización de criptomonedas. Por su parte, la UIF establece que los sujetos obligados deberán implementar un sistema de gestión de riesgos con miras a la mencionada regularización.

Resolución General CNV N° 1013

Con fecha 16 de agosto de 2024, la CNV incorporó la posibilidad de que los Organismos Multilaterales de Crédito puedan actuar como garantes de los instrumentos del mercado de capitales. Se agregarán a las ya reconocidas "Entidades de Garantía" (entidades financieras, SGRs y fondos de garantías) con el fin de ampliar y diversificar la oferta de avalistas y contribuir a un mayor desarrollo y confianza en dicho mercado.

Para ello, a los Organismos Multilaterales de Crédito, o sus entidades miembros o subsidiarias o acuerdos internacionales, de los cuales Argentina sea miembro, se les requerirá únicamente la previa presentación de una nota de solicitud para ser incorporado a la "Nómina de Entidades Habilitadas para Garantizar Instrumentos en el Mercado de Capitales".

Resolución General CNV N° 1016

Con fecha 19 de septiembre de 2024, la CNV reglamentó la normativa que regula la Oferta Privada de valores negociables, en el marco de lo establecido por el artículo 82 de la Ley de Mercado de Capitales.

Mediante dicha regulación, cualquier oferta que no cumpla con los requisitos allí previstos no será automáticamente considerada una oferta pública irregular ni será automáticamente pasible de sanción disciplinaria alguna. Deberá evaluarse caso por caso, para determinar si la misma puede ser considerada como una oferta privada o extraterritorial, aún en caso de no cumplir con todos los supuestos contemplados en el puerto seguro.

Asimismo, se aclara que tanto las ofertas privadas, como las ofertas extraterritoriales, no requieren de la autorización de esta CNV, ni ninguna notificación posterior a su colocación.

Resolución General CNV N° 1018

Con fecha 19 de septiembre de 2024, la CNV modificó los artículos 2° y 6° ter del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV con el objetivo de dejar sin efecto:

- La limitación para dar curso y/o liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera-, cuando los clientes mantengan, en moneda extranjera,

posiciones tomadoras de cauciones y/o pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales; y

- El régimen informativo previo requerido para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en el marco de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de las Normas sobre "Exterior y Cambios" del BCRA.

Resolución General CNV N° 1020

Con fecha 1 de octubre de 2024, la CNV modificó la normativa del Régimen Especial de Doble Listado de Empresas Extranjeras, suprimiendo requisitos con el objetivo de incentivar el interés de emisoras extranjeras para efectuar oferta pública de sus acciones en el país. Conforme a ello, no resultará exigible la inscripción ante el Registro Público correspondiente, respecto de las sociedades constituidas en el extranjero que únicamente pretendan negociar sus acciones bajo el Régimen Especial de Doble Listado en la República Argentina.

Resolución General CNV N° 1022

Con fecha 4 de octubre de 2024, la CNV modifica la redacción del apartado “Operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T.” del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, con el propósito de readecuar el alcance de la excepción para dar curso a transferencias emisoras de valores negociables a entidades depositarias del exterior y también, eliminar la obligación de comunicar las operaciones realizadas en el marco de la excepción prevista para los fondos comunes de inversión abiertos denominados en moneda extranjera con el exclusivo fin de atender solicitudes de rescate.

Resolución General CNV N° 1034

Con fecha 5 de diciembre de 2024, a través de la Resolución General N° 1034, la CNV modifica la normativa sobre colocación primaria de valores negociables en tanto amplía el porcentaje de adjudicación del tramo no competitivo cuando una vez adjudicadas las ofertas del tramo competitivo, exista espacio para adjudicar a más participantes del tramo no competitivo. En ese caso podrá incrementarse el límite del 50% hasta el porcentaje necesario que permita cubrir el monto total ofrecido por el emisor.

Resolución General CNV N° 1047

Con fecha 9 de enero de 2025, a través de la Resolución General CNV N° 1047, la CNV reglamenta el régimen de oferta pública con autorización automática en casos categorizados como de bajo y mediano impacto, así como en remates de valores negociables.

Criterio Interpretativo N° 94

Con fecha 12 de febrero de 2025, la CNV emitió el Criterio Interpretativo N° 94, a fin de otorgar mayor transparencia en la información sobre endeudamiento y riesgos, asegurando que los inversores cuenten con datos actualizados y detallados para evaluar la situación financiera de las emisoras, tanto en los prospectos como en los suplementos de prospecto. Dicho criterio alcanza a todos los regímenes bajo el cual se preparen prospectos y/o suplementos de prospecto y establece la obligación de divulgar información actualizada a la fecha de publicación.

Resolución General CNV N° 1062

Con fecha 14 de abril de 2024, a través de la Resolución General CNV N° 1062, la CNV dejó sin efecto, respecto de las personas humanas residentes, el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a:

- las operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión; y
- las transferencias emisoras y receptoras de valores negociables.

Resolución General CNV N° 1068

Con fecha 11 de junio de 2025, a través de la Resolución General CNV N° 1068, la CNV readecua lo dispuesto por el artículo 6° TER del Capítulo V del Título XVIII de sus normas, e incorpora una excepción al límite diario de \$200.000.000 para la transferencia al exterior de valores negociables.

En virtud de la resolución, dicho límite no resultará aplicable a las transferencias al exterior de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional, siempre que los mismos:

- (i) hayan sido adquiridos en colocaciones primarias o licitaciones públicas;
- (ii) tengan vencimientos parciales o totales no inferiores a 180 días desde la fecha de emisión; y
- (iii) la transferencia al exterior se realice hasta el valor nominal suscrito.

Resolución General CNV N° 1073

Con fecha 18 de julio de 2025, a través de la Resolución General CNV N° 1073, la CNV modifica la normativa vigente para hacer optativa la actualización del Prospecto en los trámites de Programa Global tanto del Régimen General como de PYMES, o del Régimen de Emisor Frecuente, ante la aprobación de nuevos estados financieros, evitando exigencias que pueden resultar redundantes siempre que la emisora cumpla con la adecuada divulgación periódica de hechos relevantes e información financiera y aquella información complementaria al momento de la emisión de cada serie y/o clase, mediante un Suplemento detallado. Se sustituyen en consecuencia los artículos 46 y 47 de la Sección V del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

Resolución General CNV N° 1076

Con fecha 23 de julio de 2025, la CNV dictó la Resolución General N° 1076, mediante la cual introdujo modificaciones orientadas a simplificar procedimientos con el fin de agilizar los procesos de colocación. En particular:

1. Se flexibilizaron los plazos aplicables a la difusión de las colocaciones de valores negociables, estableciendo que el período mínimo de difusión es de un día hábil (reduciendo el período mínimo de tres días hábiles anteriormente requerido para ofertas de valores negociables dirigidas al público general), siempre que la documentación haya estado subida antes de las diez horas de la mañana de ese día. A su vez, se reduce a dos días hábiles para casos de refinanciación o canje.
2. En cuanto al régimen de emisores frecuentes: (i) se elimina la obligación de comunicación previa de 5 días de antelación la intención de emitir, así como el deber de informar el desistimiento de la emisión; y (ii) se habilita la posibilidad de emitir y reemitir series o clases de valores dentro del monto global autorizado, equiparando esta facultad a la prevista para los programas globales.
3. Se actualiza el monto mínimo de suscripción expresado en UVA (Unidades de Valor Adquisitivo), facilitando colocaciones a mayor escala, por lo que se aumenta de 500 UVAs a 7.500 UVAs.
4. Se actualizan y simplifican las disposiciones aplicables a fideicomisos financieros y regímenes espaciales de productos de inversión colectiva, eliminando obstáculos procedimentales y favoreciendo la agilidad y competitividad del mercado.

Resolución General CNV N° 1081

Con fecha 20 de agosto de 2025, la CNV dictó la Resolución General N° 1081/25 para regular la representación digital de valores negociables. Esta resolución se enmarca en un “Sandbox Regulatorio” con una vigencia temporal establecida hasta el 21 de agosto de 2026. Este período le permitirá a la CNV evaluar de cerca la eficacia de la normativa y realizar los ajustes necesarios en el futuro.

La norma aclara que un valor tokenizado no constituye un nuevo tipo de valor negociable, sino que es una representación digital adicional de un activo que ya existe. Su alcance es amplio, permitiendo la tokenización de diversos instrumentos como acciones (incluyendo las de doble listado), obligaciones negociables, CEDEARs, entre otros. La representación digital podrá realizarse de forma inicial, para valores a emitirse, o de forma posterior, para aquellos que ya se encuentran en circulación en mercados autorizados.

Para que los valores negociables puedan ser representados digitalmente, deben cumplir una serie de condiciones específicas: (a) la información de los activos debe estar organizada en una cadena de bloques o cualquier otra tecnología de registros distribuidos o similar que garantice su seguridad, inmutabilidad, verificabilidad, fungibilidad, integridad, transferibilidad y trazabilidad; (b) la representación digital de los valores negociables requiere que estos, en su forma tradicional, hayan sido previa o simultáneamente autorizados y emitidos de acuerdo con lo establecido por la Ley de Mercado de Capitales, CCCN y las Normas de la CNV; y (c) el proceso de generación de la representación digital del valor negociable debe ser realizado por una entidad especializada en tecnología de registros distribuidos o una tecnología similar.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina, debe consultar a su asesor legal y leer la totalidad de 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 se ajustarán anualmente, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC.

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.

Los tipos impositivos progresivos para las Entidades Argentinas, en función del beneficio neto acumulado, serán de acuerdo al siguiente detalle para el ejercicio 2025:

- (i) cuando la ganancia neta acumulada ascienda a Ps.101.7 millones, la alícuota será del 25%;
- (ii) cuando la ganancia neta acumulada se sitúe entre Ps.101.7 millones y hasta Ps. 1.016 millones, los contribuyentes pagarán un importe fijo de Ps.25.4 millones más el 30% sobre el exceso de Ps. 101.7 millones;
- (iii) por último, sobre los beneficios superiores a Ps.1.016 millones, los contribuyentes pagarán una cantidad fija de Ps.299.9 millones más el 35% sobre el exceso de Ps.1.016 millones. Los importes arriba indicados se ajustan anualmente, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumo que suministre el INDEC.

Mediante Decreto N° 652/2024 se establecieron precisiones respecto al mecanismo de actualización de los importes previstos en el artículo 30 y en el primer y segundo párrafos del artículo 94 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, aclarando que las actualizaciones se realizarán el 1° de enero y el 1° de julio de cada año fiscal, por el coeficiente que surja de la variación del IPC correspondiente al semestre calendario que finalice el mes inmediato anterior al de la actuación que se realice.

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.

A su vez, la ARCA, mediante la Resolución General N° 5617/2024, sustituyó la Resolución General N° 4.815, sus modificatorias y complementarias, por un nuevo texto ordenado, cuyos términos preservan la continuidad y el alcance del

régimen de percepción del impuesto a las ganancias o del impuesto sobre los bienes personales establecido por la citada norma. Cabe destacar, que se establece un régimen de percepción que se aplicará en todo el territorio de la Nación sobre las siguientes operaciones:

- i. Compra de billetes y divisas en moneda extranjera -incluidos cheques de viajero- efectuada por residentes en el país, para atesoramiento o sin un destino específico vinculado al pago de obligaciones en los términos de la reglamentación vigente en el mercado de cambios, o para el pago de obligaciones por la importación de las mercaderías incluidas en las posiciones arancelarias de la N.C.M. detalladas en el anexo de la Resolución.
- ii. Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden del adquirente, locatario o prestatario destinadas al pago de la adquisición de bienes y/o prestaciones de servicios realizadas en el exterior, que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y de débito y cualquier otro medio de pago equivalente, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior. Están incluidas las compras realizadas a través de portales o sitios virtuales y/o cualquier otra modalidad por la cual las operaciones se perfeccionen, mediante compras a distancia, en moneda extranjera.
- iii. Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras destinadas al pago, por cuenta y orden del contratante residente en el país, de servicios prestados por sujetos no residentes en el país, que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y de débito, y cualquier otro medio de pago equivalente.
- iv. Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo -mayoristas y/o minoristas-, del país.
- v. Adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país.

Asimismo, queda establecido que deberán actuar como agentes de percepción:

- i. Las entidades autorizadas a operar en cambios por el BCRA;
- ii. Las entidades que efectúen los cobros de las liquidaciones a los usuarios de sistemas de tarjetas de crédito, débito y/o compra;
- iii. Las agencias de viajes y turismo mayoristas o minoristas, que efectúen el cobro de los servicios;
- iv. Las empresas de transporte terrestre, aéreo o por vía acuática, que efectúen el cobro de los dichos servicios.

En línea con la Comunicación “A” 8226, ARCA dispuso mediante la Resolución General N° 5672/2025 que ya no se aplicará el cobro a cuenta del 30% de impuestos sobre la compra de divisas para atesoramiento o sin un destino específico realizada por personas humanas y sucesiones indivisas. De esta manera, se podrá acceder a la compra de divisas a través de las entidades habilitadas por el BCRA sin ningún tipo de restricción ni retención.

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. En relación a ello, la ARCA 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 empresarial 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 artículo 1 del Decreto N° 603/2024). 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 ARCA 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.

Por medio de la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se prorrogó 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.

Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

Con fecha 8 de julio de 2024 fue sancionada la Ley de Bases. Entre otras disposiciones, la Ley de Bases incluye el Título VII referente al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (“RIGI”). Por medio del RIGI, cuyo principal objetivo es incentivar las grandes inversiones nacionales y extranjeras en el país, se establecen ciertos incentivos, certidumbre, seguridad jurídica y un sistema eficiente de protección de derechos adquiridos, para “Vehículos de Proyecto Único” (“VPU”), titulares de una o más fases de un proyecto que califique como Gran Inversión.

El RIGI resultará aplicable a las Grandes Inversiones en proyectos de los sectores de forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas que cumplan con los requisitos previstos en el presente título.

Los VPU deberán tener por único y exclusivo objeto llevar a cabo una o más fases de un único proyecto de inversión admitido en el RIGI. En consecuencia, los VPU no deberán desarrollar actividades ni poseer activos no afectados a dicho proyecto, con excepción de las inversiones transitorias de su capital de trabajo que hagan a la administración prudente de los fondos de la sociedad.

Serán considerados VPU los siguientes entes:

- Las sociedades anónimas, incluidas las sociedades anónimas unipersonales y las sociedades de responsabilidad limitada;
- Las sucursales establecidas por sociedades constituidas en el extranjero de conformidad con el artículo 118 de la Ley General de Sociedades;
- Las Sucursales Dedicadas previstas en el artículo 170 de la Ley de Bases; y
- Las uniones transitorias y otros contratos asociativos.

Asimismo, serán considerados “Grandes Inversiones” los proyectos que involucren la adquisición, producción, construcción y/o desarrollo de activos que serán afectados a actividades que cumplan con ciertas condiciones.

El Capítulo IV del Título referido al RIGI establece los incentivos tributarios y aduaneros para los VPU que se adhieran al régimen.

Con relación al impuesto a las ganancias, los VPU adheridos estarán sujetos al siguiente régimen:

- (i) La alícuota prevista en el artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias será del veinticinco por ciento (25%) no resultando de aplicación sobre dichas utilidades la escala prevista en el inciso a) del artículo 73 de la mencionada ley;
- (ii) Los VPU podrán, para las inversiones que realicen, optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de afectación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 78, 87 y 88, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias, o conforme al régimen establecido en la Ley de Bases para (A) bienes muebles

amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados, o para (B) minas, canteras bosques y bienes análogos o en obras de infraestructura;

(iii) El quebranto impositivo sufrido por los VPU en un período fiscal, que no pueda absorberse con ganancias gravadas del mismo período, podrá deducirse de las ganancias gravadas que se obtengan en los años inmediatos siguientes, sin límite temporal. Transcurridos cinco años sin que tales quebrantos sean absorbidos por ganancias gravadas, éstos podrán transferirse a terceros. Los quebrantos, al igual que el régimen general que les resulta aplicable, se actualizarán por la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (“IPIM”), publicado por el INDEC, operada entre el mes de cierre del ejercicio fiscal en que se originaron y el mes de cierre del ejercicio fiscal que se liquida; no resultando de aplicación el artículo 93 de la Ley de Impuesto a las Ganancias; y

(iv) Las actualizaciones previstas en la Ley de Impuesto a las Ganancias se practicarán sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC que suministre el INDEC, conforme las tablas que a esos fines elabore la AFIP, no resultando de aplicación el artículo 93 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Cuando se trate de operaciones que den derecho a la opción prevista en el artículo 71 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, la amortización especial en el inciso (ii) precedente deberá practicarse sobre el costo determinado de acuerdo con lo dispuesto en la referida ley del gravamen. Si la enajenación y reemplazo se realizaran en ejercicios fiscales diferentes, la amortización eventualmente computada en exceso deberá reintegrarse en el balance impositivo correspondiente a dicha enajenación, sujeto a la condición de que los bienes adquiridos en reemplazo permanezcan afectados a la ejecución del proyecto.

Por su parte, la ganancia neta de las personas humanas y sucesiones indivisas, derivada de los dividendos y utilidades a que se refieren los artículos 49 y 50 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, y las remesas de utilidades a que se refiere el segundo párrafo del inciso b) del artículo 73 de dicha ley, proveniente de los VPU adheridos al RIGI, tributará a la alícuota del siete por ciento (7%). En el caso de que los dividendos y utilidades se paguen a beneficiarios del exterior, corresponderá que quien los pague efectúe la pertinente retención e ingrese a la ARCA dicho porcentaje, con carácter de pago único y definitivo.

Una vez transcurrido un plazo de siete años contados desde la fecha de adhesión al RIGI, los dividendos y utilidades quedarán alcanzados por una alícuota del tres coma cinco por ciento (3,5%).

Los pagos que los VPU titulares de proyectos declarados de Exportación Estratégica de Largo Plazo efectúen a beneficiarios del exterior comprendidos en el título V de la Ley de Impuestos a las Ganancias, por las locaciones o chárter marítimos, por los servicios de transporte internacional destinado a exportaciones y por los servicios incluidos en contratos de ingeniería, adquisición y gestión de construcción, se encontrarán exentos del Impuesto a las Ganancias.

Cuando los VPU con proyectos declarados de Exportación Estratégica efectúen pagos no incluidos en el párrafo anterior a beneficiarios del exterior comprendidos en el título V de la Ley de Impuestos a las Ganancias, se presumirá ganancia neta, sin admitirse prueba en contrario, el treinta por ciento (30%) de los importes pagados, excepto que exista una disposición que implique un tratamiento más favorable, en cuyo caso será de aplicación este último.

Por su parte, los VPU adheridos al RIGI que estén conformados por uniones transitorias u otros contratos asociativos, con relación al impuesto a las ganancias, tendrán el tratamiento tributario diferenciado establecido en la mencionada Ley de Bases. Adicionalmente, se establecen previsiones particulares para las reorganizaciones de empresas que se lleven a cabo con el objeto de establecer un VPU o realizar inversiones en activos computables.

Por último, se establece que los incentivos tributarios otorgados a través de este régimen no producirán efectos en la medida en que pudieran resultar en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros por aplicación de un impuesto mínimo global – sea a través de una regla de inclusión de ganancias, una regla de pagos sujetos a baja tributación o cualquier otra medida análoga– que implemente o esté dirigido a implementar, total o parcialmente, el segundo pilar del Marco Inclusivo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y el G-20 sobre erosión de las bases imponibles y el traslado de beneficios.

A su vez, mediante la ley N° 27.743 de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes (el “Paquete Fiscal”) introdujo ciertas modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, como la creación del Régimen de Regularización de Activos al que se podrán adherir las personas humanas, sucesiones indivisas y sujetos en el artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias,

que sean considerados residentes fiscales argentinos al 31 de diciembre de 2023; y la determinación del impuesto especial de regularización, el que será ingresado en Dólares.

El mencionado régimen tiene como objetivo simplificar el proceso de declaración voluntaria de bienes y activos no registrados hasta el 31 de diciembre de 2023. De esta manera, los contribuyentes cuentan con una nueva oportunidad para regularizar sus activos en la primera etapa (de las tres previstas en el régimen), brindando beneficios adicionales al permitir la regularización de bienes sin límite y sin costo para el dinero efectivo destinado a la adquisición de títulos públicos, bonos, inversiones en proyectos inmobiliarios, entre otras alternativas. Asimismo, con fecha 1 de octubre de 2024, por medio de la Resolución General N°5578/2024, la ARCA reglamentó la prórroga del plazo de adhesión de la primera etapa del mentado régimen, permitiendo a los interesados confirmar su adhesión hasta el 31 de octubre de 2024, inclusive. También prorrogó las fechas para ingresar el pago adelantado obligatorio y presentar la declaración jurada con el pago del impuesto especial de regularización, establecidas en el artículo 23 de la ley N° 27.743.

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 del Paquete Fiscal se introdujeron ciertas modificaciones al Impuesto a los Bienes Personales, incluyendo un aumento en la exención del impuesto mínimo a Ps.100.000.000 para el año fiscal 2023 (ajustable por el IPC sobre una base anual) y una reducción gradual de las tasas de impuestos a partir del año fiscal 2023 hasta el año fiscal 2027, de la siguiente manera:

Para el período fiscal 2023:

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	13.688.704,13 (inclusive)	0	0,50%	0
13.688.704,13	29.658.858,97 (inclusive)	68.443,52	0,75%	13.688.704,13
29.658.858,97	82.132.224,82 (inclusive)	188.219,68	1,00%	29.658.858,97
82.132.224,82	456.290.137,84 (inclusive)	712.953,34	1,25%	82.132.224,82
456.290.137,84	En adelante	5.389.927,25	1,50%	456.290.137,84

Para el período fiscal 2024:

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	13.688.704,13 (inclusive)	0	0,50%	0

13.688.704,13	29.658.858,97 (inclusive)	68.443,52	0,75%	13.688.704,13
29.658.858,97	82.132.224,82 (inclusive)	188.219,68	1,00%	29.658.858,97
82.132.224,82	En adelante	712.953,34	1,25%	82.132.224,82

Para el período fiscal 2025:

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	13.688.704,13 (inclusive)	0	0,50%	0
13.688.704,13	29.658.858,97 (inclusive)	68.443,52	0,75%	13.688.704,13
29.658.858,97	82.132.224,82 (inclusive)	188.219,68	1,00%	29.658.858,97

Para el período fiscal 2026:

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	13.688.704,13 (inclusive)	0	0,50%	0
13.688.704,13	29.658.858,97 (inclusive)	68.443,52	0,75%	13.688.704,13

Para el período fiscal 2027:

La alícuota será de cero coma veinticinco por ciento (0,25%) sobre el valor total de los bienes que excedan el mínimo no imponible establecido en el artículo 24 de la Ley N° 27.743.

Por su parte, para los bienes situados en el exterior, se elimina la escala diferencial agravada para tributar sobre los bienes en el exterior sometiendo a la totalidad de bienes gravados de titularidad del contribuyente a una sola escala progresiva que contempla una alícuota en el tramo inferior del 0,50% y del 1,5% en el superior para el año 2023, con franca reducción respecto a las alícuotas marginales del 1,75% y del 2,25% que tuvieron vigencia hasta el año 2022 para bienes situados en el país y en el exterior, respectivamente.

Cabe destacar que la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva delegó en el Poder Ejecutivo la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un cien por ciento (100%) sobre la tasa máxima para gravar los bienes situados en el exterior y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. Por su parte, para la determinación del impuesto de los bienes situados en el exterior, cuando el valor de los mismos exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, se establece un incremento de alícuotas al 0,70%, 1,20%, 1,80% y 2,25% respectivamente, para cada tramo de la escala del impuesto para bienes en el país.

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.

El Paquete Fiscal introdujo ciertas modificaciones a la ley de IBP, incluyendo un aumento en la exención del impuesto mínimo a \$100.000.000 para el año fiscal 2023 (ajustable por el IPC sobre una base anual) y una reducción gradual de las tasas de impuestos a partir del año fiscal 2023 hasta el año fiscal 2027.

Adicionalmente, el Paquete Fiscal creó el Régimen especial del ingreso del IBP por todos los períodos fiscales hasta el 31 de diciembre de 2027. A este régimen se podrán adherir las personas humanas, sucesiones indivisas y sujetos en el artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que sean considerados residentes fiscales argentinos al 31 de diciembre de 2023.

Por último, mediante la Ley de Bases, en la que se incluyó el Título VII referente al RIGI. Los VPU adheridos a este régimen contarán con ciertos beneficios con relación al impuesto al valor agregado.

El 27 de junio de 2024, el Congreso Nacional aprobó la “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes”, la cual introdujo ciertas modificaciones, incluyendo un aumento en la exención del impuesto mínimo a \$100.000.000 para el año fiscal 2023 (ajustable por el IPC sobre una base anual) y una reducción gradual de las tasas de impuestos a partir del año fiscal 2023 hasta el año fiscal 2027.

Régimen especial de ingreso del impuesto sobre los bienes personales

El 9 de agosto de 2024, la ARCA oficializó la reglamentación del Régimen Especial de Ingreso del Impuesto sobre los Bienes Personales (“REIBP”), un nuevo esquema que permite a los contribuyentes tributar de manera unificada por varios períodos fiscales hasta el 31 de diciembre de 2027. La medida, establecida a través de la Resolución General 5544/2024 y publicada en el Boletín Oficial, forma parte de la ley 27.743 de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes.

El REIBP es de adhesión optativa, voluntaria e individual, ofrece la posibilidad de consolidar la tributación del impuesto sobre los bienes personales, abarcando tanto aquellos activos que fueron regularizados bajo la Ley N° 27.743 como aquellos que no lo fueron. Los contribuyentes que decidan sumarse al régimen deben incluir la totalidad de su patrimonio, poseer CUIT o CUIL, y mantener su domicilio fiscal actualizado, además de estar registrados en un domicilio fiscal electrónico. La adhesión al REIBP también impone ciertas condiciones a los no residentes, quienes deberán designar un representante en caso de que corresponda.

El régimen establece diferentes plazos para la adhesión y la presentación de declaraciones juradas según se trate de bienes regularizados o no regularizados bajo el Régimen de Regularización de Activos de la Ley 27.743. Para los bienes no regularizados, la manifestación de la adhesión al REIBP y el pago inicial del impuesto (no menor del 75% del total) podrán realizarse desde el 10 de agosto hasta la fecha de vencimiento para el pago del saldo de la declaración jurada correspondiente al período fiscal 2023. La cancelación total del impuesto y la presentación de la declaración jurada debían efectuarse antes del 30 de septiembre de 2024. En cuanto a los bienes ya regularizados, el plazo se extiende hasta el 31 de marzo de 2025, con la cancelación y declaración a presentarse antes del 30 de abril de 2025.

Adherir al REIBP exige a los contribuyentes de cumplir con las obligaciones del Impuesto sobre los Bienes Personales para los períodos fiscales comprendidos en el régimen, además de ofrecer un período de estabilidad fiscal que protege a los contribuyentes de cambios en la normativa tributaria hasta 2038. Sin embargo, esta estabilidad no se extiende a ciertas obligaciones, como las derivadas de donaciones o adquisiciones de bienes por debajo del valor de mercado.

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.

El PEN emitió el Decreto N° 385/2024 el 3 de mayo de 2024, a través del cual se incorporó en el Título III del Decreto N° 99 del 27 de diciembre de 2019 y sus modificaciones, las siguientes disposiciones:

i) El inciso f) del primer párrafo del artículo 13 bis: “f) Utilidades y dividendos, en los términos del Régimen Informativo Contable Mensual para Operaciones de Cambio del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA), Código I03, en el marco de la normativa de acceso al mercado libre de cambios establecida por el BCRA. La alícuota establecida en el artículo 39 de la Ley N° 27.541 se reducirá al 17,5%, siendo de aplicación lo dispuesto en el inciso a) del primer párrafo de ese artículo”.

ii) El artículo 13 quinquies, que establece disposiciones relacionadas con el Impuesto País, afectando dos tipos de operaciones financieras: a) Las operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera para la repatriación de inversiones de portafolio de no residentes, generadas en cobros en el país de utilidades y dividendos recibidos a partir del 1° de septiembre de 2019. El impuesto se aplica a una alícuota reducida del 17,5% y recae sobre el operador que realiza la operación. b) La suscripción en pesos de BOPREAL emitidos por el BCRA o de otros bonos con igual finalidad en el futuro. Este impuesto se aplica a aquellos que adquieran los bonos en concepto de pago de utilidades y dividendos, o repatriación de inversiones de portafolio de no residentes generadas en cobros en el país de utilidades y dividendos recibidos a partir del 1° de septiembre de 2019. La alícuota del impuesto es del 17,5% y se determina sobre el monto total de la operación de suscripción de los bonos o títulos. El suscriptor actúa como agente de percepción y liquidación, pero la entidad financiera a través de la cual se realice la integración de la suscripción debe practicar la percepción del impuesto en el momento del débito de la integración de la suscripción. El impuesto se encontró vigente hasta el día 22 de diciembre de 2024.

Sin embargo, el 19 de diciembre de 2024 (con vigencia desde el día de su publicación), ARCA dictó la Resolución General N° 5617/2024 mediante la que reglamentó un nuevo régimen de percepción para reemplazar el régimen de percepción de Impuesto a las Ganancias y del Impuesto Sobre los Bienes Personales, que se aplicaba sobre ciertas operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS. La Resolución General ARCA N° 5617/2024 sustituyó la Resolución General N° 4815/2020 del mismo organismo (antes denominado AFIP).

En este mismo sentido, ARCA a través de la Resolución General N° 5672 – publicada el Boletín Oficial el 14 de abril de 2025–, dispuso que no estarán sujetas al régimen de impuesto a las ganancias y bienes personales previsto en la Resolución General 5617/2024 del mismo organismo, las compras de billetes y divisas para atesoramiento o sin un destino específico vinculado al pago de obligaciones, efectuado por personas humanas y sucesiones indivisas. La Resolución General N° 5672 también elimina la aplicación de la percepción cuando se realice la compra de billetes o divisas en moneda extranjera destinado al pago de obligaciones por la importación de las mercaderías incluidas en determinadas posiciones arancelarias de la NOMENCLATURA COMÚN DEL MERCOSUR (N.C.M.). 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.

En línea con lo descripto anteriormente, por medio del RIGI se establecen ciertos incentivos y medidas para VPU titulares de una o más fases de un proyecto que califique como Gran Inversión. Con relación al Impuesto al Valor Agregado (IVA), los VPU adheridos al RIGI estarán sujetos al siguiente régimen:

- (i) Cuando a los VPU se les hubiera facturado IVA (incluidas las respectivas percepciones) por compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso o por inversiones de obras de infraestructura y/o servicios necesarios para su desarrollo y construcción y hasta el límite del importe que surja de aplicar sobre los montos totales netos esas compras o importaciones definitivas la alícuota a la que dichas operaciones han estado sujetas, los VPU podrán pagar el IVA (incluidas las percepciones) a sus proveedores, o a la ARCA en el caso de importaciones de bienes, a través de la entrega de certificados de crédito fiscal;
- (ii) Los certificados de crédito fiscal tendrán para los proveedores el tratamiento previsto en el segundo párrafo del artículo 24 de la Ley de Impuesto al Valor Agregado. En aquellos casos en los que el proveedor solicite la devolución o transferencia a terceros de saldos que tengan origen en certificados de crédito fiscal, y la ARCA no proceda a la devolución en un plazo de tres (3) meses, el sujeto beneficiario podrá transferir los remanentes de dichos saldos no utilizados a terceros sin necesidad de aprobación previa por parte de la ARCA. La ARCA no podrá impugnar el cómputo de los remanentes de esos créditos fiscales transferidos por parte de los proveedores ni de los terceros, ni reclamar a tales proveedores o terceros el pago de los tributos cancelados con dichos remanentes de créditos fiscales; y
- (iii) En ningún caso los VPU podrán computar los créditos fiscales reales abonados con Certificados de Crédito Fiscal.

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.

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% así como tasas incrementadas del 1,2%.

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.

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. Asimismo, el Decreto 1137/2024, publicado en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2024, extiende hasta el 31 de diciembre de 2025 la posibilidad de computar hasta un 30% del Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias, como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales dispuesto por el Decreto 394/2023, y que el 70% restante puede ser computado como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias. Con relación a la Ley de Bases y el RIGI contemplado en esta, los VPU adheridos al RIGI podrán computar el cien por ciento de los importes abonados y/o percibidos en concepto de crédito del impuesto a las ganancias por al impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias.

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 (“SIRCRES”) 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 SIRCRES 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 SIRCRES en función de las jurisdicciones locales involucradas.

A su vez, se destaca que el Paquete Fiscal introdujo ciertas modificaciones a la Ley de impuesto sobre los ingresos brutos, como nuevos límites para cada categoría de contribuyente.

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 8,7840%, y las mismas varían según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Las transferencias de las Obligaciones Negociables a título gratuito podrían estar alcanzadas por el ITGB en la medida en que la transmisión gratuita sea igual o superior a \$ 2.038.752. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 8.488.486.

Tratados para evitar la doble imposición

Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Turquía,

Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia y Suiza. Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con Austria, Japón y Luxemburgo, aunque están bajo proceso de ratificación y actualmente no se encuentran en vigor. 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, ARCA recibiría información de residentes argentinos referida al período 2023.

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° 603/2024). 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 ARCA, 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 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 JURISDICCIONES 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 2025 y 2024 y por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 y 2023 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 #3386216 y #3222868, 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”

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.

1C: es considerada una estimación baja de los recursos contingentes.

2C: es considerada la mejor estimación de los recursos contingentes.

3C: es considerada una estimación alta de los recursos contingentes.

“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 1º de enero de 2005:

1 barril de equivalente de petróleo = 1,446 barriles de GLP

A partir del 1º 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.

Boucharde 557 - Piso 8 (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

La fecha de este Prospecto es 27 de agosto de 2025