

PROSPECTO DE PROGRAMA



Generación Mediterránea S.A. Central Térmica Roca S.A. Co-Emisoras

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA US\$ 700.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS)

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al programa de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por hasta US\$ 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) (el “Programa”) de Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”) y Central Térmica Roca S.A. (“CTR”, y, junto con GEMSA, las “Sociedades”, las “Compañías” o las “Co-Emisoras”, indistintamente), en el marco del cual las mismas podrán, conforme con la Ley 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias y actualizaciones (la “Ley de Obligaciones Negociables”) y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples (las “Obligaciones Negociables”) no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante y con o sin garantía de terceros y/o de alguna de las sociedades relacionadas con las Co-Emisoras. Albanesi S.A. (“Albanesi”, “ASA”, o el “Garante”, indistintamente) garantizará las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo este Programa, salvo que se determine lo contrario en los respectivos Suplementos (conforme se define más adelante).

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.

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

Las Sociedades no se encuentran registradas como emisoras frecuentes bajo la normativa aplicable de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”).

Las Co-Emisoras han optado que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informarán la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso de que las Co-Emisoras opten por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes.

De acuerdo al artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, las Co-Emisoras manifiestan, con carácter de declaración jurada, que ni las Co-Emisoras, sus beneficiarios finales, ni las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La creación del Programa fue autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017, el aumento del monto del Programa por hasta US\$ 300.000.000 (o su equivalente en otra moneda) fue autorizado por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV, y el aumento del monto del Programa hasta US\$ 700.000.000 (o su equivalente en otra moneda) y la modificación de sus términos y condiciones fueron autorizados por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 10 de septiembre de 2020. 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 de los directorios de las Co-Emisoras (los “Directorios”) y, en lo que les atañe, de los órganos de fiscalización de las mismas y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo sin limitación la Ley N° 27.440 y el Decreto N° 471/2018, “Ley N° 26.831” o la “Ley de Mercado de Capitales”). Los Directorios manifiestan, 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 las Sociedades y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación al Programa, conforme las normas vigentes.

Salvo que se especifique de otra forma en los Suplementos aplicables a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables no serán registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933 y sus modificatorias (la "Ley de Títulos Valores"), ni bajo cualquier ley sobre títulos valores de cualquier estado de los Estados Unidos o de cualquier otra jurisdicción fuera de la República Argentina. En virtud de ello, las Obligaciones Negociables sólo se podrán ofrecer en transacciones exentas de registración bajo la Ley de Títulos Valores y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones cualesquiera (excepto Argentina). Dentro de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a inversores institucionales calificados en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores. Fuera de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a ciudadanos no estadounidenses de conformidad con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

El presente Prospecto se encuentra a disposición de los interesados en el domicilio de GEMSA (CUIT 30-68243472-0; mediterranea@albanesi.com.ar), CTR (CUIT 33-71194489-9; roca@albanesi.com.ar) y ASA (30-68243472-0; asa@albanesi.com.ar) ubicado en Av. Leandro N. Alem 855 – Piso 14º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 15 hs, así como en la página web del Grupo Albanesi (www.albanesi.com.ar), teléfono +54 11 313-6790.

La fecha de este Prospecto es 15 de septiembre de 2020

ÍNDICE

AVISOS IMPORTANTES	4
INFORMACIÓN RELEVANTE	13
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS.....	17
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	22
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	24
INFORMACION DE LAS CO-EMISORAS Y DEL GARANTE	31
FACTORES DE RIESGO.....	88
POLÍTICAS DE LAS CO-EMISORAS	121
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE).....	124
ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, GARANTE, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	135
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS	142
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	143
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	221
INFORMACIÓN ADICIONAL	236

AVISOS IMPORTANTES

a) Notificación a los inversores

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables ser emitidas bajo el presente Prospecto, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en “Factores de Riesgo” del presente Prospecto y el resto de la información contenida en él, así como también aquella información incluida en los Suplementos correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o suplementos correspondientes). Este Prospecto, los Suplementos correspondientes y toda otra información complementaria que deba ser puesta a disposición del inversor conforme las normas vigentes, podrá ser obtenida en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar) o en la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar/sitioweb/).

El destinatario del presente Prospecto debe leerlo íntegra y cuidadosamente. El destinatario sólo podrá considerar válida la información contenida en el presente Prospecto. Las Co-Emisoras no han autorizado a terceros para que le proporcionen otra información al destinatario, y ni las Co-Emisoras se harán responsables por cualquier otra información que algún tercero pueda haber provisto al destinatario. El destinatario debe asumir que la información contenida en el presente Prospecto es precisa únicamente a la fecha consignada en la portada. Nuestra actividad comercial, situación patrimonial, resultados operativos y perspectivas pueden haber cambiado desde esa fecha. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo ninguna circunstancia, que la información aquí contenida es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha especificada en la portada.

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 las Compañías no son responsables 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.

Las Co-Emisoras obtuvieron cierta información financiera contenida en el presente Prospecto de fuentes disponibles al público que consideran confiables. Aceptan su responsabilidad de extraer y reproducir fielmente dicha información.

El destinatario del Prospecto reconoce que:

- Tuvo la oportunidad de revisar toda la información financiera y de otra índole considerada necesaria para tomar la decisión de invertir, así como de verificar la exactitud de la información contenida en el presente Prospecto o bien de complementarla; y
- No se autorizó a ningún agente colocador y/o cualquier otra persona para que proporcionara información o realizara declaraciones sobre las Co-Emisoras o las Obligaciones Negociables distintas de lo establecido en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes. Y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por las Co-Emisoras y/o los correspondientes agentes colocadores.

Ni el presente Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituyen o constituirán una oferta para vender ni un pedido de ofertas para comprar las obligaciones negociables en ninguna jurisdicción donde sea ilegal realizar tal oferta o pedido. El destinatario del Prospecto debe cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables vigentes en cualquier jurisdicción donde compre, ofrezca y/o venda las obligaciones negociables, y/o en la que posea, consulte y/o distribuya este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y debe obtener el consentimiento, aprobación o permiso requerido para efectuar la compra, oferta y/o venta de las obligaciones negociables de conformidad con las leyes y regulaciones vigentes en cualquier jurisdicción a la cual el destinatario esté sujeto y/o en la cual realice tal compra, oferta y/o venta, por la cual ni las Co-Emisoras ni los agentes colocadores asumen responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

El presente Prospecto será publicado en todos los medios informáticos de aquellos mercados en los cuales sean listadas las Obligaciones Negociables.

Ni las Co-Emisoras ni los agentes colocadores ni sus respectivos afiliados o representantes realizan declaración alguna a un destinatario o comprador de las Obligaciones Negociables aquí ofrecidos sobre la legalidad de inversión alguna efectuada por dicho destinatario o comprador según el derecho aplicable.

El destinatario debe tener presente que es posible que se le solicite que asuma los riesgos financieros de invertir en las Obligaciones Negociables por un período indefinido. al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables, el destinatario del presente Prospecto debe basarse en su propio análisis de las Co-Emisoras, en la

información de las sociedades contenida en el Prospecto y los Suplementos correspondientes, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, incluidos los méritos y riesgos involucrados. El destinatario no debe interpretar el contenido del presente Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes como asesoramiento jurídico, comercial, financiero o impositivo. El destinatario debe consultar con sus propios asesores según sea necesario para tomar la decisión de invertir y determinar si está legalmente habilitado para comprar las Obligaciones Negociables en virtud de cualquier ley o regulación sobre inversiones o de naturaleza similar.

Los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución de las Obligaciones Negociables, una vez que las mismas ingresen en la negociación secundaria, podrán realizar operaciones de estabilización y similares con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, garantizados por el mercado y/o la cámara compensadora en su caso, todo ello conforme con el artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (según se define más adelante) y demás normas vigentes (las cuales podrán ser suspendidas y/o interrumpidas en cualquier momento). Todas las operaciones de estabilización: (i) deben concluir, a más tardar, a los 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria de las correspondientes Obligaciones Negociables en el mercado; (ii) únicamente pueden efectuarse para evitar o moderar caídas de precios; (iii) no podrán realizarse a precios superiores a los de la colocación inicial o a los de transacciones entre partes no relacionadas con respecto a la distribución y colocación de las Obligaciones Negociables; y (iv) los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán individualizar como tales y hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

En caso que las Sociedades se encontraran sujetas 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, véase *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados a las Obligaciones Negociables – En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían emitir 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, las Sociedades tendrán las obligaciones y responsabilidades que imponen los artículos 119 y 120 de la Ley 26.831. El artículo 119 establece que los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, de conformidad con el artículo 120 de dicha Ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. 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, administradores, síndicos y/o consejeros de vigilancia de las Co-Emisoras son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los tenedores de las Obligaciones Negociables, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

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

b) Notificación a los inversores sobre normativa referente a lavado de activos

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

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.246 (modificada posteriormente, entre otras, por las Leyes N° 26.087, N° 26.119, N° 26.268, N° 26.683, N° 26.733, N° 26.734 y Decreto N° 27/2018), (la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”), que crea la Unidad de Información Financiera (“UIF”), establece un régimen penal administrativo, reemplaza a varios artículos del Código Penal argentino y tipifica el lavado de activos como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado bienes provenientes de un acto ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o subrogados, adquieran la apariencia de un origen lícito, y, siempre que su valor supere la suma de \$ 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El Código Penal argentino también sanciona a quien recibiera dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les de la apariencia posible de un origen lícito.

Además, como fuera mencionado, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, que actúa bajo la órbita del Ministerio de Economía de la Nación, y a quien se le encargó el tratamiento y la transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de:

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

A su vez, la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en su artículo 20, estableció un régimen de sujetos obligados a informar a la UIF en materia de prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, 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 los mencionados Sujetos Obligados, que comprende, entre otros, a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes autorizados por la CNV y compañías de seguro. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información y suministro de información canalizada por la UIF.

Las entidades financieras que se encuentran bajo la órbita del Banco Central República Argentina (el “BCRA” o el “Banco Central”, de forma indistinta) así como el resto de los Sujetos Obligados deben informar a UIF sobre cualquier transacción sospechosa o inusual, o transacciones que carezcan de justificación económica o legal, o que sean innecesariamente complejas. Además, dichos Sujetos Obligados deben establecer e implementar pautas y procedimientos internos para transacciones inusuales o sospechosas.

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 (en caso de ser entidades financieras) cumplirán con todas las reglamentaciones aplicables sobre prevención del lavado de activos establecidas por el Banco Central y la UIF.

En línea con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, mediante la Resolución 11/2011, la UIF aprobó la nómina de quienes deben ser considerados personas políticamente expuestas políticamente (“PEP”) en Argentina, la cual deberá ser tenida en cuenta por los Sujetos Obligados. Dicha nómina, fue modificada posteriormente por la Resolución UIF 52/2012, la cual redefine el concepto de PEP, estableciendo que un PEP debe desempeñar funciones prominentes, por lo que su definición no persigue cubrir a individuos que detenten en un rango medio o subalterno respecto de las categorías anteriores. En noviembre de 2018, la UIF aprobó la Resolución UIF N° 134/2018, que actualizó la lista de PEP en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñaron en el presente o en el pasado, y su relación por cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones. Asimismo, durante el año 2019 la UIF emitió la Resolución 15/19, modificando nuevamente la nómina de PEP y la Resolución 128/19, que estableció que las PEP extranjeras serán consideradas de alto riesgo y por lo tanto objeto de medidas de debida diligencia reforzada, con algunas excepciones.

Por otro lado, las normas del Banco Central requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de dinero. Cada entidad debe designar un funcionario administrativo de máximo nivel como la persona responsable de la prevención del lavado de dinero a cargo de centralizar cualquier información que el Banco Central pueda requerir de oficio o a pedido de cualquier autoridad competente. Asimismo, este funcionario u otra persona que dependa del gerente general, el directorio, o autoridad competente, será responsable de la instrumentación, rastreo, y control de los procedimientos internos para asegurar el cumplimiento de las reglamentaciones.

Además, 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 Banco Central publicó una lista de jurisdicciones “no cooperadoras” para que las entidades financieras prestaran especial atención a las transacciones a y desde tales áreas.

Asimismo, la Resolución N° 229/2011 de la UIF (modificada por las Resoluciones UIF N° 140/2012, 3/2014, 104/2016 y derogada por la Resolución UIF N° 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF N° 156/18, N° 18/19 y N° 117/19), estableció ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV (los “Sujetos Obligados de la Resolución 229”), deberán observar para prevenir, detectar y reportar, dentro de los plazos previstos en la normativa, los hechos, actos, operaciones u omisiones que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. La Resolución N° 229/2011 estableció 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 operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Resolución N° 229/2011 son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados de la Resolución 229 consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

Asimismo, el BCRA y la CNV también deben cumplir con las disposiciones de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. A este respecto, las regulaciones de la CNV establecen que las entidades involucradas en la oferta pública de valores (que no sean emisores), incluidos, entre otros, los suscriptores de cualquier emisión primaria de valores, deben cumplir con los estándares establecidos por la UIF. En particular, deben cumplir con la obligación con respecto a la identificación del cliente y la información requerida, el mantenimiento de registros,

las precauciones que se deben tomar para reportar operaciones sospechosas, políticas y procedimientos para prevenir el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. A su vez, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

En marzo de 2018, con el dictado de la Resolución N° 21/2018, conforme fuera modificada con posterioridad, se incluyó la obligación para los Sujetos Obligados de la Resolución N° 229 de identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos. Según esta norma, el Sujeto Obligado debe contar con políticas y procedimientos de “*know your client*”, los cuales se deben aplicar de acuerdo con la calificación de riesgo determinadas en base al modelo de riesgo implementado por el Sujeto Obligado. En consecuencia, se habilita a los mismos a implementar plataformas tecnológicas acreditadas que permitan llevar a cabo trámites a distancia, sin exhibición personal de la documentación, sin que ello condicione el cumplimiento de los deberes de debida diligencia. A su vez, se fijaron nuevos estándares para realizar las medidas de debida diligencia en el control y monitoreo de los clientes. Asimismo, se contempló a las nuevas categorías de agentes creadas con la última reforma a la Ley 26.831, al tiempo que se incluyó la aplicación a los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas humanas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, derogando parcialmente la Resolución UIF N° 140/12 sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución UIF 154/2018 (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF el cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo implementados por parte de los Sujetos Obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Obligados puede dar lugar sanciones por parte de la UIF, CNV o del BCRA. Tanto la Resolución UIF N° 30/17, conforme hubiera sido modificada, así como como las normas del BCRA requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos. En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF para adecuar las tareas de aquél a los parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30/17, conforme hubiera sido modificada, en relación a los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

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 las Co-Emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, humana 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 deberán 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.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución N° 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica (GAFILAT).

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se establece que se deberán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades bajo su órbita de control y fiscalización sólo podrán dar curso a operaciones en el ámbito de la oferta pública de valores negociables, contratos a término, futuros u opciones de cualquier naturaleza y otros instrumentos y productos financieros, cuando sean efectuadas u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados

asociados que no sean considerados como No Cooperantes o de Alto Riesgo por el Grupo de Acción Financiera (“GAFI”). .

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, prohíban y prevengan el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. Las Co-Emisoras 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 las Co-Emisoras, y/o los agentes colocadores.

Si bien de conformidad con las Resoluciones N° 121 y 229 de la UIF, conforme hubieran sido modificadas, las operaciones sospechosas de lavado de activos deben ser reportadas a la UIF en un plazo de ciento cincuenta (150) días corridos a partir de la operación realizada (o tentada), la Resolución N°3/2014 de la UIF, conforme hubiera sido modificada por la Resolución N° 117/2019, establece que los sujetos obligados deben reportar a la UIF todo hecho u operación sospechosa de lavado de activos dentro de los treinta (30) días corridos desde que los hubieran calificado como tales, en tanto las operaciones sospechosas de financiación de terrorismo deben ser reportadas dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de la operación realizada (o tentada).

En febrero de 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”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele 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 GAFI, las cuales serían llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto; y 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. Posteriormente, en mayo de 2019 a través del Decreto N° 331/2019 se creó el “Comité de Coordinación Para la Prevención y Lucha Contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva”.

Por otra parte, en el marco del “Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior” establecido en la Ley 27.260 y su Decreto Reglamentario N° 895/2016, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los sujetos obligados debían implementar, a tales efectos un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, en caso de detectarse operaciones sospechosas hasta el 31 de marzo de 2017, en el contexto del mencionado régimen legal, deberán reportarlas en un apartado denominado “ROS SF”, en referencia al Reporte de Operación Sospechosa a darse en el marco del régimen de sinceramiento fiscal. Dicho reporte debería ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se considera que la operación tiene carácter de sospechosa, en el marco del régimen de sinceramiento fiscal, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil del cliente (en este caso, no resultan necesarios los requerimientos referidos a información y documentación tributaria).

En septiembre de 2016, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6060 por la que se fijó que en 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. Los criterios y procedimientos a aplicar a este proceso deben ser descritos en los manuales internos de gestión del riesgo de las. Si es necesario iniciar el proceso de discontinuación de una transacción, será necesario observar los procedimientos y términos vigentes de las normas del Banco Central aplicables al (los) producto (s) contratado por el (los) cliente (s). Las partes obligadas deberán conservar, por un período de diez (10) años, los procedimientos escritos aplicados en cada caso respecto a la discontinuación de la transacción del cliente. Dicha Comunicación “A” 6060 fue dejada sin efecto por la Comunicación “A” 6355, mediante la cual se adecuaron las instrucciones operativas para el manejo de la información de las bases de datos de las normas sobre la materia, como consecuencia de lo establecido en la Comunicación “A” 6207, que dejó sin efecto las designaciones por nota en formato papel de una serie de responsables en entidades sujetas a la fiscalización del BCRA para diversos requerimientos de información. A su vez, se dispuso que las entidades sujetas a la fiscalización del BCRA deberían mantener a disposición del BCRA la documentación respaldatoria de las designaciones del oficial de cumplimiento ante la UIF. También se

estableció que las designaciones de oficiales de cumplimiento titulares y suplentes, deberán ser comunicadas al BCRA por medio del régimen informativo pertinente. Por último, se estableció que los representantes de entidades financieras del exterior no autorizadas para operar en el país deberán remitir al BCRA copia certificada de las designaciones de dichos funcionarios.

Asimismo, en noviembre de 2016, el Banco Central por medio de la Comunicación "A" 6094, conforme hubiera sido modificada por la Comunicación "A" 6709, estableció que también deben observarse las disposiciones de prevención de lavado de dinero como de financiación de terrorismo por los representantes de entidades financieras del exterior no autorizadas para operar en el país.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución N° 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica ("GAFILAT").

Una de las modificaciones más importantes que dispuso la Resolución UIF N° 141/2016, en cuanto modificatoria de resoluciones N° 121 y N° 229 de 2011 aplicables a los sectores financieros y bursátiles, fue en relación con la aplicación del secreto fiscal y el trazado del perfil de los clientes con un enfoque basado en riesgo. Respecto del secreto fiscal, se estableció que las entidades no podrán requerir de los clientes declaraciones juradas impositivas nacionales. A su vez, también se dispuso que los perfiles de los clientes deberán basarse en un nivel de riesgo, la situación patrimonial, económica y financiera en función de la documentación que se obtenga y también deberá trazarse para cada cliente un perfil transaccional.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se estableció 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.

En septiembre de 2017, la UIF publicó la resolución N° 30-E/17, derogando la Resolución N° 121 y estableciendo las nuevas pautas que las entidades financieras y cambiarias deben seguir en calidad de sujetos obligados legalmente a brindar información financiera bajo la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en base a las recomendaciones revisadas de GAFI del año 2012, a los fines de adoptar un enfoque basado en riesgos. La Resolución N° 30-E/17 determinó los elementos de cumplimiento mínimos que deben incluirse en un sistema para la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como un proceso de *due diligence* del cliente, programas de capacitación, monitoreo de operaciones, reporte de operaciones sospechosas y normativa de incumplimiento, entre otros elementos. La Resolución N° 30-E/17 fue derogada por la Resolución N° 156/2018, conforme se especifica más abajo.

En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF en pos de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30-E/17 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF publicó la resolución UIF 154/2018, mediante la cual modificó los procedimientos de supervisión vigentes por nuevos diseños que se adapten y sean conformes a los estándares internacionales promovidos por el GAFI, los cuales deben aplicarse sobre de conformidad con enfoque basado en riesgo. En consecuencia, la UIF aprobó su "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de información financiera", derogando las disposiciones de los Anexos II, III y IV de la resolución UIF 104/2010, el artículo 7° y las disposiciones de los Anexos V y VI de la resolución UIF 165/2011 y del Anexo III de la resolución UIF 229/2014.

Por otra parte, el 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución UIF 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF 30-E/2017, Resolución UIF 21/2018 y Resolución UIF 28/2018, en los términos del Decreto 891/2017 de Buenas Prácticas en Materia de Simplificación. A través de la RES UIF 156/18 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establecieron, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

En julio de 2019, mediante el Decreto N° 489/2019, el Poder Ejecutivo creó el Registro Público de Personas y Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET"), para centralizar y

gestionar toda la información relacionada con la congelación administrativa de activos vinculados a actos de terrorismo y su financiación. El RePET está habilitado para proporcionar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en el campo y con terceros países y los sujetos obligados a informar deberán proporcionar toda información relacionada con operaciones realizadas o intentadas por personas humanas o jurídicas incorporadas en el RePET.

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

Adicionalmente, la CNV estableció a través de la Resolución General N° 816/19, según fuera modificada por la Resolución General 846/2020, que, dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, quedan comprendidos los a) agentes de negociación; b) agentes de liquidación y compensación; c) las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; d) plataformas de financiamiento colectivo; e) agentes asesores globales de inversión; y f) las personas jurídicas, contempladas en el inciso 22) del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos que actúen como fiduciarios financieros en fideicomisos financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados. Tales sujetos deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y en la reglamentación de la CNV. Ello incluye los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el consejo de seguridad de las naciones unidas, en la lucha contra el terrorismo, y el cumplimiento de las resoluciones (con sus respectivos anexos) del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

Los inversores deberán suministrar toda aquella información y documentación que les sea requerida por el o los agentes colocadores y/o las Co-Emisoras para el cumplimiento de, entre otras, las normas sobre lavado de activos de origen delictivo emanadas de la UIF o establecidas por la CNV o el BCRA.

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 ECONOMÍA O EN WWW.INFOLEG.GOB.AR. ASIMISMO LOS INVERSORES PODRÁN CONSULTAR LOS SITIOS WEB DEL BCRA (WWW.BCRA.GOB.AR), UIF (WWW.ARGENTINA.GOB.AR/UIF) Y CNV (WWW.CNV.GOV.AR/SITIOWEB/).

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 RESULTAN DE APLICACIÓN A LAS CO-EMISORAS LA TOTALIDAD DE LA NORMATIVA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

c) Pandemia a nivel mundial por el brote de “coronavirus”

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud decretó el estado de pandemia a nivel mundial por el brote del virus denominado “COVID-19”, comúnmente conocido como “Coronavirus”, que hubiera tenido su origen en la ciudad de Wuhan, capital de la provincia de Hubei, en China, pero que en cuestión de meses se propagó a todos los países, incluyendo a la República Argentina. La propagación continua del virus ha llevado a la ruptura y volatilidad en los mercados de capitales globales, aumentando la incertidumbre económica. Es probable que la pandemia cause una crisis económica con una duración potencialmente extensa. Para más información sobre el impacto de esta pandemia y su efecto en la economía argentina, y en el negocio de las Co-Emisoras, por favor ver *“La propagación del nuevo coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y el rápido desarrollo y propagación de esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para las Co-Emisoras”* y *“La economía argentina podría verse adversamente*

afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19” en la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto.

d) Notificación a los agentes del BYMA

Los Agentes de Negociación (“AN”) y Agentes de Liquidación y Compensación (“ALYC”) 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 del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (“ATP”), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17/05/2020 y mod. Asimismo, se deberá incluir en la declaración jurada que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

INFORMACIÓN RELEVANTE

a) Aprobaciones societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa por un monto de hasta U\$S 100.000.000, la emisión y los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas de accionistas de las Co-Emisoras, ambas de fecha 8 de agosto de 2017, y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras ambas de fecha 10 de agosto de 2018. La creación del Programa fue aprobada por Resolución de la CNV N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017.

Posteriormente, la actualización y el aumento del monto del Programa por hasta U\$S 300.000.000 y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas extraordinarias de accionistas y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, todas de fecha 4 de febrero de 2019, y por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019.

Asimismo, la modificación de los términos y condiciones y el aumento del monto del Programa por hasta U\$S 700.000.000 y la delegación de facultades al directorio fueron aprobados por las asambleas extraordinarias de accionistas y por reuniones de directorio de las Co-Emisoras, todas de fecha 5 de agosto de 2020, y por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 10 de septiembre de 2020. La actuación de Albanesi como garante bajo el Programa fue aprobada por reunión de Directorio de Albanesi de fecha 12 de agosto de 2020.

b) Presentación de información contable

General

A menos que se indique lo contrario o que el contexto así lo requiera, las referencias a (i) “nosotros”, “nuestro” o “nuestra” aluden a Albanesi, el Garante de las Obligaciones Negociables, y sus subsidiarias (tales como “GEMSA”, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables, Generación Rosario S.A., CTR, Co-Emisora de las Obligaciones Negociables, Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A. y Solalban Energía S.A.); (ii) las “Co-Emisoras” refieren a GEMSA y CTR; y (iii) el “Garante” refiere a Albanesi.

Estados Financieros

Los Estados Financieros, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las Resoluciones Técnicas (“RT”) N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que adoptan de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), incluyendo la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (“CINIIF”), y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV. El presente Prospecto incluye (i) los estados financieros anuales de GEMSA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020; (ii) los estados financieros anuales de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020, (iii) los estados financieros anuales de Albanesi por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020; y (iv) los estados financieros condensados intermedios de GEMSA, CTR y Albanesi por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB (los “Estados Financieros Condensados Intermedios”).

Los estados financieros anuales fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., contadores independientes. Los estados financieros anuales incluidos en el presente Prospecto han sido actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

Los estados financieros condensados intermedios presentados el 7 de agosto de 2020, no fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. y señala que no expresan una opinión sobre dichos estados financieros intermedios no auditados. Por lo tanto, el grado de confianza en su informe sobre dichos estados financieros debería restringirse a la luz de la naturaleza limitada de los procedimientos de revisión aplicados.

Asimismo, se incorpora por referencia a este Prospecto la siguiente información: (i) los estados financieros condensados intermedios de GEMSA por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición

de los inversores en la Autopista de la Información Financiera (la “AIF”) en la página web de la CNV bajo el ID #2642046; (ii) los estados financieros condensados intermedios de CTR por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en la AIF en la página web de la CNV bajo el ID #2642051; y (iii) los Estados Financieros Condensados Intermedios de Albanesi consolidada por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2020 y 2019, confeccionados de acuerdo a la NIC 34 emitida por el IASB, los que se encuentran a disposición de los inversores en la AIF en la página web de la CNV bajo el ID #2642034. Asimismo, para obtener información financiera adicional de estas entidades, ver “*Antecedentes Financieros*” en este Prospecto.

Los estados financieros anuales de GEMSA por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2586900) y acta de asamblea de fecha 16 de abril de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2600088); para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 mediante acta de directorio de fecha 8 de marzo de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2446754) y acta de asamblea de fecha 16 de abril de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2461929); y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 mediante acta de directorio de fecha 13 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #567325) y acta de asamblea de fecha 18 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #568115).

Los estados financieros anuales de CTR por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2586878) y acta de asamblea de fecha 20 de abril de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2600952); para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 mediante acta de directorio de fecha 8 de marzo de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2446746) y acta de asamblea de fecha 23 de abril de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2463553); y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 mediante acta de directorio de fecha 13 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #567324) y acta de asamblea de fecha 18 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #568118).

Los estados financieros anuales de Albanesi por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 10 de marzo de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2586856) y acta de asamblea de fecha 16 de abril de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2600085); para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 mediante acta de directorio de fecha 8 de marzo de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2446737) y acta de asamblea de fecha 16 de abril de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2461916); y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 mediante acta de directorio de fecha 13 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #567327) y acta de asamblea de fecha 19 de abril de 2018 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #568366).

Los estados financieros condensados intermedios de GEMSA por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 7 de agosto de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2642173), y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 mediante acta de directorio de fecha 9 de agosto de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2506638).

Los estados financieros condensados intermedios de CTR por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 7 de agosto de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2642182), y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 mediante acta de directorio de fecha 9 de agosto de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2506644).

Los estados financieros condensados intermedios de Albanesi por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron aprobados mediante acta de directorio de fecha 7 de agosto de 2020 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2642178), y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 mediante acta de directorio de fecha 9 de agosto de 2019 (publicada en la AIF de la CNV bajo el ID #2506633).

De conformidad con las NIIF, las operaciones en moneda que no sea Peso han sido convertidas a Pesos en los Estados Financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación o valuación cuando se miden los rubros. Las ganancias y pérdidas por variaciones en el tipo de cambio resultantes de la liquidación de operaciones o valuación de activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados en resultados financieros. El Peso se depreció con respecto al dólar estadounidense un 18,5% en 2017, 101,4% en 2018, 58,4% en 2019 y un 18,6% en el período de seis meses al 30 de junio de 2020, sobre la base de tipos de cambios oficiales informados por el Banco Central, Comunicación “A” 3500.

La NIC N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa,

independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

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.

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo tanto, mediante su RG 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 periodos 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.

De acuerdo con la NIC 29, los estados financieros de una entidad que informa en la moneda de una economía de alta inflación deben reportarse en términos de la unidad de medida vigente a la fecha de los estados financieros. Todos los montos del estado de situación financiera que no se indican en términos de la unidad de medida actual a la fecha de los estados financieros deben actualizarse aplicando un índice de precios general. Todos los componentes del estado de resultados deben indicarse en términos de la unidad de medida actualizada a la fecha de los estados financieros, aplicando el cambio en el índice general de precios que se haya producido desde la fecha en que los ingresos y gastos fueron reconocidos originalmente en los estados financieros.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en los índices de precios publicados por el INDEC.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y los estados financieros condensados intermedios al 30 de junio de 2020 y 2019, han sido preparados reconociendo los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Para más información, véase la sección “*Antecedentes Financieros*” en este Prospecto.

Datos que no se ajustan a las NIIF

En el presente Prospecto, “EBITDA Ajustado” significa los ingresos netos operativos aumentados o disminuidos (sin duplicación) por depreciación y amortización, ingresos y gastos no recurrentes, y resultados derivados de intereses en socios, excepto en la medida en que se hayan recibido dividendos.

Para una conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver “Antecedentes Financieros”. EBITDA Ajustado es una medida contable que no se ajusta a las NIIF. EBITDA Ajustado se incluye en el presente Prospecto porque que ciertos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de desempeño financiero y capacidad para pagar deudas y financiar inversiones en activos fijos. EBITDA Ajustado no es ni debería ser considerada como un reemplazo de rubros tales como ingresos, flujos de caja provenientes de operaciones y otras medidas de desempeño financiero o liquidez en virtud de las NIIF. Dado que EBITDA Ajustado es una medida que no se ajusta a las NIIF y no todas las empresas calculan EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras EBITDA Ajustado o con la forma en que otras empresas presentan su EBITDA Ajustado.

c) Moneda

Salvo que se especifique lo contrario o el contexto requiera lo contrario, las referencias en el presente Prospecto a “Pesos”, “Ps.”, “ARS” o “\$” son a pesos argentinos, mientras que las referencias a “Dólares Estadounidenses”, “Dólares”, “US\$” o “USD” son dólares de Estados Unidos.

Los vaivenes cambiarios y la inflación en la Argentina producen un impacto significativo en nuestra situación contable y en los resultados de nuestras operaciones. Sólo para mayor comodidad, el presente Prospecto contiene conversiones de sumas en Pesos a montos en Dólares Estadounidenses a tipos de cambio especificados. Salvo que se indique lo contrario, en el presente Prospecto, hemos convertido (i) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 70,46 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de junio de 2020, (ii) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 59,89 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina el 31 de diciembre de 2019, (iii) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 37,70 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2018; y (iv) montos en Dólares Estadounidenses al tipo de cambio de \$ 18,65 por USD 1,00, basados en el tipo de cambio vendedor para divisas publicado por el Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2017.

No debe considerarse que la conversión de sumas a monedas distintas en el presente Prospecto implica que los montos en Pesos en realidad representan montos en Dólares Estadounidenses ni que cualquier persona puede convertir las sumas en Pesos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio indicado o a cualquier otro tipo de cambio. Ver *“Información Adicional”* y *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones”*.

d) Ciertos términos definidos

En este Prospecto, el término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía”, “SGE” o “SE” refiere a la ex Secretaría de Energía de la Nación Argentina, ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación o “ME&M”, y ex Secretaría de Gobierno de Energía. Los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, 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 “ENRE” se refiere al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina, el término “BCBA” refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “Boletín Diario de la BCBA” refiere al Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “CNV” refiere a la Comisión Nacional de Valores de la Nación, el término “BYMA” refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley General de Sociedades N° 19.550 y sus modificatorias, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Nación Argentina. Las Compañías también utilizan en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina. Véase *“Glosario de Términos Técnicos”*.

e) Redondeo

Ciertas cifras que figuran en el presente Prospecto (incluidos montos porcentuales) y en los estados financieros han sido sometidas a ajustes de redondeo para facilitar la presentación. Por lo tanto, las cifras mostradas para la misma categoría presentada en cuadros o partes diferentes del presente Prospecto y estados financieros pueden variar levemente, y las cifras mostradas como totales en algunos cuadros pueden no ser una suma aritmética de los números que las preceden.

f) Datos económicos, de la industria y del mercado

Los datos económicos, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada en el presente Prospecto se basan en información publicada por organismos gubernamentales argentinos y de publicaciones de la industria, tales como el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, la SE, CAMMESA y el ENRE. Algunos datos también se basan en nuestras estimaciones, que surgen de nuestro análisis de estudios internos y fuentes independientes. Si bien creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado independientemente la información y no podemos garantizar su exactitud e integridad. Asimismo, si bien las consideramos 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.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

<i>BADLAR</i>	BADLAR es la tasa de interés publicada por el Banco Central de la República Argentina que es equivalente a la tasa promedio de la tasa pagada por los bancos privados por depósitos a 30 días de, como mínimo, un millón de Pesos.
<i>CAMMESA</i>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., el organismo gubernamental a cargo de la gestión del MEM y el despacho de electricidad al SADI. CAMMESA está controlada por el Gobierno Argentino, titular del 20% de su capital accionario, y cuatro grupos de entidades, cada una titular del 20% de su capital accionario, a saber: las asociaciones que representan a las empresas de generación, las empresas de transmisión, las empresas de distribución y los grandes usuarios. CAMMESA está a cargo de despachar electricidad al SADI, planificar necesidades de capacidad energética y optimizar el uso de la energía, monitorear la operación del mercado a término, facturar y cobrar pagos por operaciones entre actores del MEM, comprar y/o vender energía eléctrica a otros países, entre otras responsabilidades. Los costos operativos de CAMMESA se financian mediante aportes obligatorios por parte de los actores del MEM.
<i>CCEE</i>	Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica
<i>Central termoeléctrica</i>	Una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo gas natural o carbón, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.
<i>Ciclo combinado</i>	Tipo de turbina termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utiliza el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.
<i>Ciclo simple</i>	Un tipo de turbina termoeléctrica que puede usar varios combustibles, como gas natural o diésel, para hacer funcionar un alternador que genera energía. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo de energía.
<i>CN</i>	Una central termoeléctrica que usa energía nuclear para generar electricidad.
<i>Distribución</i>	La transmisión de electricidad al consumidor final.
<i>Distribuidor</i>	Una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.
<i>IEASA</i>	Integración Energética S.A. (ex Energía Argentina S.A. o ENARSA), una sociedad estatal que opera plantas generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.

<i>Energía Base</i>	Marco regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 95/2013 y sus posteriores modificaciones conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Energía Plus</i>	El mercado regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 1281/06 conforme al cual los generadores venden su energía eléctrica a tomadores privados. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>ENRE</i>	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la órbita de la SE. El ENRE supervisa el cumplimiento por parte de las empresas reguladas de transmisión y distribución con leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos estándares ambientales y de calidad del servicio y lineamientos contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también dirime conflictos entre los distintos participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia con tarifas de empresas del sector y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.
<i>Factor de Disponibilidad</i>	La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra disponible sin interrupciones. El factor de disponibilidad se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).
<i>Fueloil</i>	El fueloil o petróleo pesado es un producto de petróleo líquido o licuable utilizado para generar calor o energía. El fueloil se divide en seis clases distintas, según el punto de ebullición, la longitud de la cadena carbonada del combustible y la viscosidad. Las referencias a Fueloil en el presente Prospecto aluden al Fueloil de grado 6 (de conformidad con la gradación realizada por American Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.
<i>Gasoil</i>	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a diésel. Los combustibles diésel se dividen en tres clases diferentes: 1D (#1), 2D (#2) y 4D (#4). La diferencia entre estas clases depende de la viscosidad (la propiedad de un líquido que genera resistencia a su flujo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un líquido fluye). Las referencias al gasoil en el presente Prospecto son al Gasoil #2.
<i>Gigavatio (GW)</i>	Mil millones de vatios.

<i>Gigavatio hora (GWh)</i>	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.
<i>Kilocaloría (kcal)</i>	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
<i>Kilovatio (kW)</i>	Mil vatios.
<i>Kilovatio hora (kWh)</i>	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.
<i>Kilovoltio (kV)</i>	Mil voltios.
<i>Ley de Mercado de Capitales</i>	Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina y sus modificaciones.
<i>Ley de Obligaciones Negociables</i>	Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones.
<i>MAT (Mercado a Término)</i>	Mercado a Término se refiere a un mercado a término donde las cantidades, precios y condiciones contractuales se estipulan directamente entre el vendedor y el comprador (luego del dictado de la Resolución SE 95/2013, el MAT se limita a Energía Plus).
<i>MEM</i>	Mercado Energético Mayorista administrado por CAMMESA.
<i>MMm³/día</i>	Millones de metros cúbicos por día.
<i>MULC</i>	El Mercado Único y Libre de Cambio.
<i>MW</i>	Megavatio - Un millón de vatios.
<i>MWh</i>	Megavatio hora - Un megavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o un millón de vatios hora.
<i>NIIF</i>	Normas Internacionales de Información Financiera
<i>Precio monómico</i>	El precio que incluye tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM.
<i>Programa de Energía Distribuida</i>	Un programa iniciado por el Gobierno Argentino en 2008 para desplegar instalaciones energéticas a pequeña escala interconectadas con la red de bajo voltaje.
<i>PW Power</i>	PW Power Systems Inc.
<i>Resolución SEE 21/2016</i>	Resolución SEE 21/2016 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SEE 22/2016</i>	Resolución SEE 22/2016 de la SEE con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de

	compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SEE 420/2016</i>	Resolución SEE 420/2017 de la SEE que realiza un llamamiento a los interesados en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica. Ver “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SEE 19/2017</i>	Resolución SEE 19/2017 de la SEE con sus modificaciones, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Ver “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SEE 287/2017</i>	Resolución SEE 287/2017 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SE 220/2007</i>	Resolución SE 220/07 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar CCEE con los generadores. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>Resolución SE 95/2013</i>	Resolución SE 95/2013 de la Secretaría de Energía con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Ver “ <i>Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestros clientes</i> ” y “ <i>La industria eléctrica en Argentina y su regulación</i> ”.
<i>RGA</i>	Rafael G. Albanesi S.A.
<i>SADI</i>	Sistema Argentino de Interconexión, la principal red de energía eléctrica interconectada de Argentina que cubre la mayor parte del país y está gestionada por el MEM.
<i>Secretaría de Energía (SE)</i>	La Secretaría de Energía se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Economía y es, desde la disolución del Ministerio de Energía y Minería en 2018, la principal autoridad regulatoria en materia de energía en la Argentina.
<i>Sistema Periférico</i>	En contraste con el Sistema Radial, esta configuración de red comprende varios proveedores a través de distintas conexiones eléctricas. Este sistema tiene la principal ventaja de permitir que la red, en caso de fallas en cualquier conexión, establezca una configuración distinta para garantizar el suministro de electricidad a todos los usuarios.
<i>Sistema Radial</i>	El sistema radial es un tipo de configuración de red eléctrica que se caracteriza por tener solamente una fuente principal de suministro de donde proviene toda la energía. Antes de 2012, Argentina solía tener un suministro eléctrico radial.
<i>Transmisión</i>	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.
<i>Turbina de gas</i>	Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna a gas. Para generar electricidad, la turbina de gas

calienta una mezcla de aire y combustible a temperaturas muy altas, lo que causa que las hélices de la turbina giren. La turbina, al girar, hace funcionar un generador que convierte la energía en electricidad.

Turbina de vapor.....

Una unidad de generación que usa vapor para generar electricidad. La turbina funciona con la presión del vapor descargada a alta velocidad contra sus aspas.

Unipar Indupa

Es Unipar Indupa S.A.I.C. (ex Solvay Indupa S.A.I.C.)

Vatio

La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.

Voltio

La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

El presente Prospecto contiene declaraciones que constituyen estimaciones sobre hechos futuros. Los términos “cree”, “considera”, “podría”, “podría haber”, “estima”, “intenta”, “continúa”, “anticipa”, “prevé”, “busca”, “debería”, “planea”, “espera”, “predice”, “potencial” y vocablos o frases similares, o las versiones en negativo de tales vocablos o frases u otras expresiones similares, tienen como fin identificar estimaciones sobre hechos futuros. Algunas de estas declaraciones incluyen intenciones, creencias, expectativas, estimaciones y proyecciones de las Co-Emisoras sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de las Co-Emisoras. Las declaraciones sobre hechos futuros no constituyen garantías de desempeño a futuro. Los resultados reales podrían ser ampliamente distintos de las expectativas descritas en las declaraciones sobre hechos futuros. Por lo tanto, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.

Para efectuar estas declaraciones sobre hechos futuros las Co-Emisoras se basan en expectativas e hipótesis actuales sobre sucesos a futuro. Si bien consideran que dichas expectativas e hipótesis son razonables, están inherentemente sujetas a riesgos e incertidumbres significativos, la mayoría de ellos son difíciles de predecir y varios de ellos escapan al control de las Co-Emisoras. Los riesgos e incertidumbres que podrían afectar las declaraciones sobre hechos futuros incluyen los siguientes, a título meramente enunciativo:

- condiciones macroeconómicas y microeconómicas de Argentina -entre ellas, la inflación, las fluctuaciones de la moneda, el acceso al crédito y los niveles de crecimiento, inversión y construcción- como así también las condiciones políticas o sociales en Argentina;
- cambios en políticas gubernamentales como resultado del nuevo gobierno argentino y su efecto en la economía en general y en el sector energético en particular;
- políticas y regulaciones gubernamentales que afecten la industria de la energía eléctrica en Argentina, incluyendo cambios en los marcos regulatorios actuales, impuestos, modificaciones a programas establecidos para incentivar las inversiones en capacidad de generación adicional y reducciones en los subsidios del gobierno a los consumidores;
- reglamentaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos debido a las actividades de las Co-Emisoras;
- la capacidad de las Co-Emisoras para competir y conducir sus actividades en el futuro;
- cambios en las actividades de las Co-Emisoras;
- fluctuaciones en el tipo de cambio, incluida una depreciación significativa del peso Argentino;
- controles cambiarios, restricciones a la transferencia de divisas al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales en la Argentina;
- disponibilidad de financiación bajo términos razonables, por ejemplo como resultado de las condiciones del mercado global;
- condiciones del mercado o del negocio y fluctuaciones de la demanda de energía eléctrica así como la capacidad de nuestros clientes de pagar por nuestros servicios;
- competencia en el sector eléctrico, incluso como resultado de la construcción de capacidad de generación adicional;
- capacidad de las Co-Emisoras de suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta de capacidad de generación y energía eléctrica y la duración y las condiciones de dichos contratos de compraventa de energía eléctrica;
- incumplimiento por parte de terceros de obligaciones contractuales asumidas frente o en beneficio, directo o indirecto, de las Co-Emisoras o sus subsidiarias;
- riesgos operacionales relacionados con la generación, además de la transmisión y distribución de energía eléctrica;
- precios y disponibilidad de gas natural para las operaciones de generación de las Co-Emisoras;

- precios de energía y potencia;
- restricciones a las exportaciones;
- capacidad de concluir los planes de las Co-Emisoras de construcción y expansión de manera programada en los plazos programados y de conformidad con lo presupuestado;
- capacidad de retener a miembros clave de la alta gerencia y empleados técnicos clave;
- nuestra relación de las Co-Emisoras con sus empleados;
- acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten a la Argentina;
- bajas en los mercados de capitales y cambios en general en los mercados de capitales que puedan afectar políticas o actitudes hacia Argentina o empresas argentinas;
- el resultado de reclamos y juicios que enfrentan las Co-Emisoras o que podrían enfrentar en el futuro tanto en instancias judiciales como administrativas;
- epidemias, pandemias y propagaciones similares, incluyendo la pandemia del COVID-19 y todos los efectos negativos sobre la actividad de las Co-Emisoras que tales factores podrían ocasionar; y
- otros factores o tendencias que afecten la situación patrimonial o los resultados de nuestras operaciones, incluidas aquellas cuestiones identificadas en la sección “Factores de Riesgo”.

Las declaraciones sobre hechos futuros se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto, y las Co-Emisoras no asumen obligación alguna de actualizar o modificar estimaciones o declaraciones sobre hechos futuros sobre la base de información nueva, acontecimientos futuros, etc. A la luz de estas limitaciones, las declaraciones referentes al futuro contenidas en este Prospecto no deberán tomarse como fundamento para una decisión de inversión. Los hechos, resultados y acontecimientos futuros podrían resultar radicalmente diferentes a las declaraciones sobre hechos futuros realizadas por las Co-Emisoras, dado que estos últimos, por su propia naturaleza, involucran estimaciones, presunciones e incertidumbres.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en particular constarán en el Suplemento correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, en beneficio de los inversores, respecto de dicha clase y/o serie en particular, los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se incluyen en el siguiente texto y que se aplicarán a cada clase y/o serie de las Obligaciones Negociables. El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Co-Emisoras	Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.
Garante	Albanesi S.A. garantizará las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo este Programa, salvo que se determine lo contrario en los respectivos Suplementos.
Descripción	Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros. Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.
Monto Máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 700.000.000 o su equivalente en otras monedas.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo las mismas, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.
Precio de Emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
Clases y series	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión,

las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Garantías

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras realizarán los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, las Co-Emisoras, sujeto a ciertas excepciones, en el mismo momento en que efectúen la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones. Para más información ver *“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos adicionales”* del presente.

Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que las Sociedades darán a los fondos netos que reciban en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Sociedades, (v) a la adquisición de participaciones sociales y/o (vi) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo

producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados. Cada una de las Co-Emisoras recibirá solamente parte de los fondos obtenidos de la colocación de las obligaciones negociables, sin perjuicio de lo cual será responsable solidariamente con la otra Co-Emisora por el monto total efectivamente colocado.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras se obligan a cumplir los compromisos que se detallan en *“De la oferta y la negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos de Hacer”* del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.

Rescate a opción de las Sociedades y/o de los tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de las Sociedades y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos.

Rescate por razones impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades podrán rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, en caso que las Sociedades se encuentren, o vayan a encontrarse, obligadas a abonar cualquier monto adicional bajo *“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales”* del presente. Ver *“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas”* del presente Prospecto.

Eventos de incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los eventos detallados en *“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Eventos de Incumplimiento”* del presente, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen

como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán declarar la caducidad de los plazos para los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de las Co-Emisoras, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de las Co-Emisoras oportunamente vigentes.

Agentes colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Colocación

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa serán colocadas por oferta pública, conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, el Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, según han sido modificadas por la Resolución General N° 662/2016 de la CNV, y las demás normas aplicables.

Organizadores

Los organizadores de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de las Obligaciones Negociables

Las Co-Emisoras, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrán en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que las Co-Emisoras no podrán emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Ley aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de

Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por las Sociedades, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre las Co-Emisoras y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, o el que se cree en el futuro en la BCBA, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante, lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV.

Mercados

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, incluyendo, sin limitación, la Bolsa de Valores de Luxemburgo y el Mercado Euro MTF, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Asimismo, se podrá solicitar que sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream, en los términos de (a) la Ley N° 26.831, y sus modificatorias y reglamentarias, y demás normas vigentes, y (b) el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV.

Calificación

El Programa no cuenta con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informará la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que las Co-Emisoras opten por calificar una o más clases y/o

series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una calificación de riesgo a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes.

Colocación

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública de conformidad con las Normas de la CNV y el mecanismo que prevea el Suplemento respectivo.

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 las Co-Emisoras en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por las Co-Emisoras.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, las Co-Emisoras o el correspondiente agente de registro podrán expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Aprobaciones societarias:

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en las Asambleas Extraordinarias de Accionistas de las Co-Emisoras, ambas de fecha 8 de agosto de 2017 y mediante reunión de los Directorios de las Co-Emisoras de fecha 10 de agosto de 2017. El aumento del monto del Programa de U\$S 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por las Asambleas Extraordinarias de Accionistas y reunión de Directorio de las Co-Emisoras, todas ellas de fecha 4 de febrero de 2019. La actualización de la información comercial, contable y financiera del Programa fue aprobada mediante reuniones de directorio de las Co-Emisoras ambas de fecha 7 de julio de 2020. El aumento del monto del Programa de U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por las Asambleas Extraordinarias de Accionistas y reunión de Directorio de las Co-Emisoras, todas ellas de fecha 5 de agosto de 2020. La actuación de Albanesi como

garante bajo el Programa fue aprobada por reunión de Directorio de Albanesi de fecha 12 de agosto de 2020.

Autorización:

El Programa fue aprobado por la CNV mediante Resolución de los Directorios de la CNV N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017. El aumento del monto del Programa de U\$S 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 8 de marzo de 2019. El aumento del monto del Programa de U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y la modificación de sus términos y condiciones fueron aprobados por la Gerencia de Emisoras de la CNV mediante Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020.

Gastos de Emisión

Los gastos de emisión para cada clase de Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el presente Programa, serán aquellos detallados en los Suplementos correspondientes.

INFORMACION DE LAS CO-EMISORAS Y DEL GARANTE

Descripción de las actividades y negocios

Somos uno de los grupos líderes de generación de energía eléctrica en Argentina en base al volumen de MW de capacidad instalada de generación de energía a la fecha del presente Prospecto. Operamos nueve centrales termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina, ocho de las cuales son propias (incluyendo la planta generadora de Solalban Energía S.A. (“Solalban”), de la cual somos propietarios de un 42%). Actualmente, estas centrales generadoras poseen una capacidad de generación instalada total de 1.350 MW. Todas las centrales generadoras que operamos son plantas de combustible dual (usan tanto gas natural como gasoil o, en el caso de nuestra subsidiaria Generación Rosario S.A. (“GROSA”), gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento.

Actualmente generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente a partir de: (i) la venta de capacidad de generación (esquema “*take or pay*”) y de energía eléctrica efectivamente despachada a CAMMESA en virtud del marco de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con CCEE de largo plazo denominados en dólares estadounidenses; (ii) la venta de energía eléctrica efectivamente despachada a grandes tomadores privados de conformidad con CCEE con plazos de uno o dos años denominados en dólares estadounidenses en virtud del marco regulatorio de Energía Plus; (iii) la venta de capacidad de generación (esquema “*take or pay*”) y de energía eléctrica efectivamente despachada a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de Energía Base para capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006, de conformidad con la Resolución SEE 31/2020 denominados en pesos argentinos (sin celebrar CCEE) a las tarifas establecidas por la Secretaría de Energía; y (iv) la venta de capacidad de generación (esquema “*take or pay*”) y de energía eléctrica efectivamente despachada a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, adjudicados en el marco de una licitación pública, de conformidad con CCEE a largo plazo denominados en dólares estadounidenses. Durante el año 2017, fuimos adjudicados con nuevos CCEE bajo Resolución SEE 287/2017, los cuales tienen similares características a los correspondientes bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016. Los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016, SEE 287/2017 y Energía Plus corresponden a la capacidad de generación instalada a partir de septiembre de 2006 y generan retornos más altos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base. Además, los marcos regulatorios de las resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y SEE 287/2017 también ofrecen retornos más estables y prioridad de pago frente a la Energía Base. Para obtener una descripción de los marcos regulatorios y de nuestros CCEE, ver “*Nuestros clientes*” y “*La industria eléctrica y su regulación— Normas con influencia en generadores eléctricos*”. Estos marcos regulatorios pueden sufrir cambios en el futuro; ver la sección “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el sector energético argentino—Riesgo Regulatorio*.”

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, generamos el 58%, el 33%, el 5% y el 4% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los regímenes de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Base y Energía Plus, respectivamente. Asimismo, en el período finalizado el 30 de junio de 2020 (primeros 6 meses del año), generamos el 60%, el 34%, el 2% y el 4% de nuestro EBITDA Ajustado en virtud de los regímenes de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Base y Energía Plus respectivamente. En ambos casos se incluyen las expansiones realizadas durante el período 2016-2018 que comenzaron a operar durante el entre 2017 y 2018 en cinco centrales del Grupo por un total de 460 MW, que incluye: (i) Central Térmica Modesto Maranzana (100 MW) bajo Resolución SE 220/2007, (ii) Central Térmica Riojana (50 MW) bajo Resolución SE 220/2007, (iii) Central Térmica Independencia (100 MW) bajo Resolución SEE 21/2016, (iv) Central Térmica Ezeiza (150 MW) bajo Resolución SEE 21/2016, (v) el cierre de ciclo de Central Térmica Roca (60 MW) bajo Resolución SE 220/2007. Para mayor información ver la sección “*Nuestras Centrales*”.

Al 30 de junio de 2020, nuestros CCEE con CAMMESA en virtud de las resoluciones de SE 220/2007 y SEE 21/2016 para nuestras plantas generadoras en funcionamiento, tenían en promedio un plazo de aproximadamente 5,1 años, medidos según el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Este valor no incluye los CCEE adjudicados en el marco de la Resolución SEE 287/2017 para las ampliaciones por cierre de ciclo en la Central Térmica Modesto Maranzana y en la Central Térmica Ezeiza. Esto implica que el plazo promedio de nuestros CCEE en operación aumentará una vez que dicha capacidad de generación esté operativa.

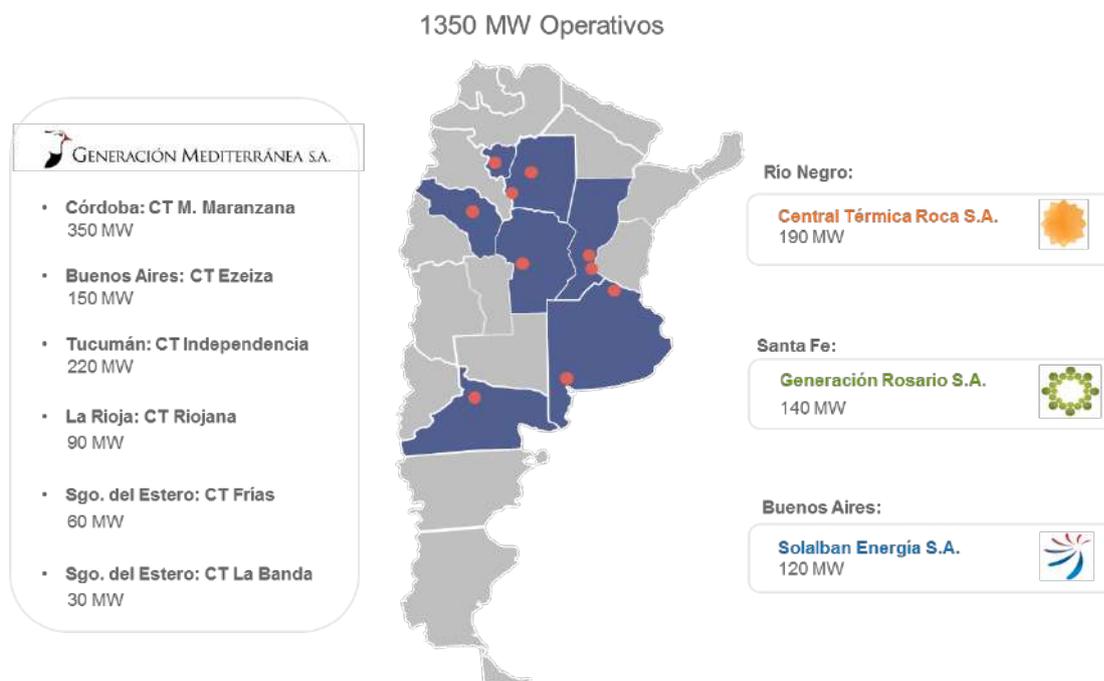
En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, nuestros resultados operativos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado fueron de \$ 8.707,3 millones y de \$ 11.503,5 millones respectivamente. Asimismo, en el período finalizado el 30 de junio de 2020, nuestros resultados operativos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado fueron de \$ 4.176,2 millones y de \$ 5.472,4 millones, respectivamente.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operamos:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad Junio 2020 ⁽⁵⁾	de Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica M. Maranzana	350	100%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Independencia	220	100%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Ezeiza	150	100%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Riojana	90	99%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica La Banda ⁽⁴⁾	30	100,0%	Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Frías	60	73% ⁽⁷⁾	Resolución SE 220/2007
CTR ⁽¹⁾	Central Térmica Roca	190	98%	Resolución SE 220/2007
GROSA ⁽²⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	100%	Energía Base
Solalban ⁽³⁾	Solalban Energía	120	88%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁶⁾
Total		1.350 MW		

- (1) Co-emisora de las Obligaciones Negociables.
- (2) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable a su discreción por un plazo adicional de siete años) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A. inició judicialmente su concurso preventivo en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “—Nuestras centrales—Central Térmica Generación Rosario”.
- (3) Somos propietarios de un 42% de Solalban.
- (4) El terreno donde se ubica la planta no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras plantas generadoras—Central Térmica La Banda”.
- (5) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).
- (6) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A.I.C. fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “Actividad Comercial—Nuestras plantas generadoras—Solalban Energía”.
- (7) Debido a un desperfecto técnico, la turbina precisó mantenimiento entre enero y febrero. Los 4 meses siguientes la disponibilidad fue del 100%.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las plantas generadoras en operación comercial:



Expansión de capacidad

El Grupo Albanesi busca constantemente desarrollar nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis,

desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los mismos. Ha desarrollado proyectos, y contraído un total de 1450 MW desde 2006, de los cuales 1280 MW han sido dentro de las subsidiarias de Albanesi.

En 2018, las emisoras han finalizado las ampliaciones adjudicadas en 2016 y 2017 por un total de 460 MW.

Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 251 MW que implicarán la instalación de 283 MW de nueva capacidad nominal en Central Térmica M. Maranzana (129 MW) y Central Térmica Ezeiza (154 MW). Dicha licitación pública tuvo como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. En el caso de las expansiones del Grupo, en ambos casos involucra cerrar el ciclo de turbinas que operan actualmente a ciclo abierto.

Ampliación C.T. Modesto Maranzana

Durante el año 2017, comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 220/2007, culminando el plan de expansión que había arrancado el Grupo en esta central en el año 2016. La central opera actualmente con una capacidad nominal instalada de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 129 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. En este sentido, la nueva fecha de inicio de operación comercial comprometida se extendió al 4 de junio de 2023. En ese contexto, el avance del proyecto se ha limitado a la realización de los pagos mínimos en el marco de los contratos de compra de equipamiento hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial.

Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT-800 de 54 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de una turbina de vapor Siemens SST-600 de 75 MW y tres calderas marca VOGT Power International Inc. (una por cada turbina de gas). De tales equipos, se encuentran en el país casi la totalidad de las calderas y partes de la turbina de gas y de la de vapor. Adicionalmente, se han adquirido dos transformadores de potencia marca Tubos Trans Electric, uno de 75 MVA que ya fue entregado y otro de 85 MVA el cual está en fabricación.

Ampliación C.T. Ezeiza

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, durante el mes de febrero de 2018 comenzaron a operar los últimos 54 MW correspondientes a la segunda etapa de la construcción de esta nueva central térmica, llevando la capacidad instalada a 150 MW. Los primeros 100 MW habían comenzado a operar en julio de 2017.

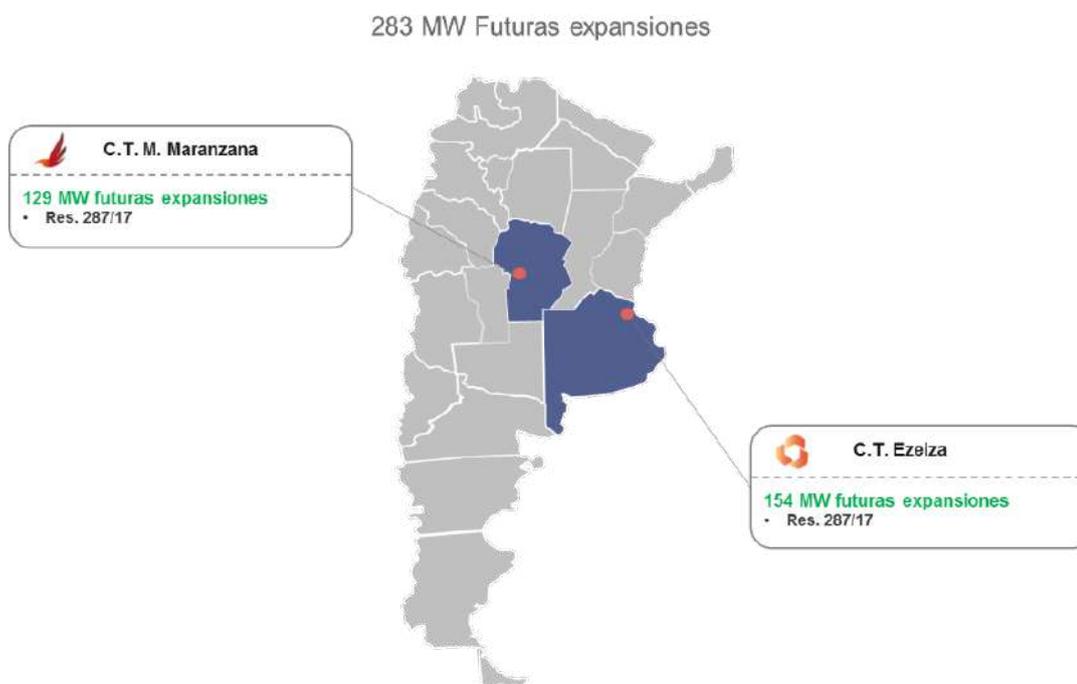
En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada con CCEE por 138 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica Ezeiza. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 154 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las tres turbinas instaladas durante 2017 y 2018 y cerrar el ciclo de las cuatro turbinas mencionadas.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, con fecha 2 de septiembre de

2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. En este sentido, la nueva fecha de inicio de operación comercial comprometida se extendió al 4 de junio de 2023. En ese contexto, el avance del proyecto se ha limitado a la realización de los pagos mínimos en el marco de los contratos de compra de equipamiento hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial.

Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT-800 de 54 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de dos turbinas de vapor SST-600 de 50 MW cada una y cuatro calderas marca VOGT Power International Inc (una por cada turbina de gas. De tales equipos, se encuentran en el país casi la totalidad de las calderas y partes de la turbina de gas y de las de vapor. Adicionalmente, se han adquirido los tres transformadores de potencia marca Tubos Trans Electric de 75 MVA, uno de los cuales ya ha sido entregado, mientras que los dos restantes se encuentran terminados y listos para entregar.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las ampliaciones mencionadas:



Sector eléctrico argentino

A partir de la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico se ha caracterizado por la implementación de regulaciones y políticas que provocaron importantes distorsiones al Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica (Ley 24.065), en particular con respecto a la fijación de precios y tarifas a lo largo de toda la cadena de valor del sector (desde la generación a la distribución, pasando por la transmisión). Estas distorsiones han generado una brecha considerable entre la oferta y demanda de energía eléctrica en la Argentina, especialmente a partir de 2012, lo que generó interrupciones de suministro voluntarias y forzosas durante los picos estacionales de consumo. Según CAMMESA, durante el primer trimestre de 2016, por ejemplo, se estima que el déficit energético alcanzó unos 3.250 MW, lo que motivó la necesidad de importar 2.250 MW de electricidad, principalmente de Brasil y Uruguay.

La administración del Presidente Macri (2015-2019) implementó una serie de reformas cuya prioridad fue reducir la brecha entre la oferta y la demanda de energía, así como también entre los precios de la demanda y los costos de generación. En ese sentido, se reformó el régimen tarifario y el marco regulatorio del sector

eléctrico, y se declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, con el fin de permitir al gobierno federal adoptar medidas para garantizar el suministro de energía eléctrica. En este contexto, por el lado de la demanda, a través de la Resolución SEE 22/2016 las tarifas de electricidad aumentaron considerablemente. Por el lado de la oferta, la Resolución SEE 21/2016 convocó a través de un proceso de licitación pública para la instalación de capacidad adicional de generación ofreciendo tarifas en dólares a largo plazo (10 años) con el objeto de incrementar la oferta para la temporada estival (de diciembre a marzo) de 2016/2017, la temporada invernal (de junio a septiembre) de 2017 y/o el verano de 2017/2018. La capacidad de generación y la energía asociada a esa potencia en el marco de la Resolución SEE 21/2016 son vendidas a CAMMESA en virtud de CCEE de largo plazo pactados en dólares estadounidenses. El 15 de junio de 2016, y el 12 de julio de 2017 la SEE anunció la adjudicación de un monto total de 1.915 MW de capacidad (con una posterior ampliación de 956 MW) a empresas generadoras (entre ellas la nuestra) en el marco de la Resolución SEE 21/2016.

Adicionalmente, la administración de Macri reincorporó a la agenda de Argentina la generación renovable. Con el objetivo de diversificar la matriz de generación y mejorar la sostenibilidad del sistema se llevaron a cabo licitaciones de energías renovables donde se adjudicaron 5.953 MW entre 2016 y 2019.

Durante 2017, en el marco de la Resolución SEE 287/2017, la administración anterior convocó a una nueva licitación de proyectos térmicos para cerrar ciclos abiertos existentes y para nuevos proyectos de cogeneración, enfocándose en mejorar la eficiencia energética del sistema. También en este caso las tarifas son en dólares, aunque los contratos con CAMMESA se extienden a 15 años de plazo. En este marco se recibieron ofertas por 4.597 MW y fueron adjudicadas 1.810 MW.

Entre 2015 y 2020 se produjo una reducción considerable de los subsidios del Tesoro Nacional a la demanda de energía la cual, según estimaciones, pasó de cubrir el 90% en 2015 a un 42% del costo en el primer semestre de 2020. Esto se logró consecuencia de los incrementos de las tarifas de electricidad, mejora en la eficiencia de la generación un aumento del volumen de gas natural disponible para el sector de generación de energía y una reducción significativa de los precios del gas natural producto de la mayor oferta.

El 2 de febrero de 2017 se publicó la Resolución 19/2017 del Ministerio de Energía y Minería por la cual se definió un nuevo esquema de remuneración para la potencia disponible y la energía asociada a la Energía Base (Centrales eléctricas sin contratos asociados). La resolución entró en vigencia a partir del 1 de febrero de 2017. La metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en dólares.

Con fecha 28 de febrero 2019 se publicó la Resolución 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRYME) reemplazando la Resolución 19/2017, estableciendo un nuevo esquema para la remuneración de Energía Base el cual se hizo efectivo en marzo 2019. Los cambios apuntaron a reducir la remuneración a los equipos menos eficientes (y en consecuencia con menor despacho) que operan bajo este marco regulatorio de modo de reducir el costo de generación.

El 10 de diciembre de 2019, asumió la presidencia de la Nación el Sr. Alberto Fernández. Las primeras medidas adoptadas por el nuevo gobierno buscan reducir el monto de subsidios otorgados por el Tesoro Nacional a la demanda de generación. En ese sentido, con fecha 27 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución SE 12/2019. Esta estipula que, con algunas excepciones, las compras y la provisión de combustible para la generación serán gestionadas por CAMMESA buscando generar ahorros fundamentalmente en relación con el costo de adquisición del gas natural. Adicionalmente, con fecha 27 de febrero de 2020 se publicó la Resolución SE 31/2020, la cual deroga la Resolución SRRYME 1/2019, modificando nuevamente el mecanismo de remuneración a la Energía Base. Esta medida implicó a grandes rasgos cuatro cambios importantes: (i) pesificación de la remuneración de la Energía Base (se utilizó como base los precios de la SRRYME 1/2019 convertidos a pesos a un Tipo de Cambio de 60 pesos por dólar), (ii) reducción de la remuneración por capacidad disponible, (iii) se estableció un nuevo mecanismo de remuneración, con mayores beneficios para los equipos más eficientes y (iv) ajuste mensuales de precios en base al índice de precios al consumidor y el índice de precios mayoristas.

A diferencia de la nueva regulación para la Energía Base, toda la regulación asociada a proyectos de generación en ejecución (Nota SE 37458730) apunta a darle una mayor flexibilidad en el cómputo de plazos de habilitación comercial y puesta en marcha de dichos proyectos. Estas decisiones regulatorias de la Secretaría de Energía permiten concluir que es de interés de la actual administración que se avance con los proyectos de eficiencia energética y renovable que tengan cierto grado de avance. Dichos proyectos implicarán una mejora en la tecnología, eficiencia y renovación del parque de generación.

Fortalezas competitivas

Experiencia comprobada en el desarrollo y la operación de proyectos de generación de energía.

Contamos con una amplia trayectoria en la industria eléctrica en Argentina y su Regulación, en la cual hemos operado por más de quince años. Con 1.350 MW de capacidad de generación instalada (incluyendo a Solalban), operamos nueve plantas generadoras termoeléctricas ubicadas en diversas provincias del país. Al 30 de junio de 2020, hemos invertido más de USD 1.100 millones en las plantas generadoras que operamos para su expansión y modernización. Nuestra gerencia experimentada y nuestros equipos técnicos nos han permitido transitar exitosamente diferentes escenarios macroeconómicos y políticos. Nuestra capacidad de generación se incrementó a una tasa de crecimiento anual compuesto (“TCAC”) del 34% entre 2007 y 2018. Creemos que nuestra experiencia y presencia en el mercado nos ubica en una posición en la que podemos aprovechar las nuevas oportunidades que se esperan en el sector energético argentino.

Flujos de efectivo predecibles y estables procedentes de CCEE de largo plazo, la mayoría pactados en dólares estadounidenses. Una parte sustancial de nuestra capacidad de generación se encuentra comprometida en virtud de CCEE de largo plazo (55%). Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, el 94%, el 95% y el 98% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, procedían de nuestros CCEE denominados en dólares estadounidenses en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y Energía Plus. Los CCEE celebrados con CAMMESA contemplan la modalidad “*take or pay*” e incluyen el traspaso de ciertos costos operativos y variables, incluidos los costos del combustible. Estas medidas nos otorgan una base de ingresos predecible y estable y limitan nuestra exposición a fluctuaciones de precios adversas de corto plazo. En este sentido, el hecho que la mayor parte de nuestros ingresos estén denominados en dólares estadounidenses nos permite acceder a financiamiento en esa misma moneda, a mejores tasas de interés que el financiamiento denominado en pesos, y funciona como una cobertura frente a la depreciación de la moneda dado que se alinea con la moneda en la que están expresados la mayoría de nuestros ingresos y costos operativos. Hemos celebrado CCEE con CAMMESA y tomadores privados, incluyendo subsidiarias de grandes empresas internacionales que, en nuestra opinión, tienen perfiles crediticios saludables. Nuestros CCEE de adjudicados por la Secretaría de Energía Eléctrica en 2017, y en virtud de la Resolución SEE 287/2017 también se encuentran denominados en dólares estadounidenses y tienen términos similares a los CCEE descriptos antes. En la medida en que las condiciones de mercado y las regulaciones en la plaza argentina lo permitan, tenemos la intención de incrementar nuestras ventas de capacidad de generación y/o electricidad en virtud de este tipo de contratos.

Desempeño confiable basado en tecnologías probadas y una relación sólida y de largo plazo con los proveedores. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar electricidad utilizando gas natural o bien gasoil (o, en el caso de una planta generadora, fuel oil). Asimismo, en las plantas generadoras que operamos hemos instalado turbinas con una capacidad de generación inferior a los 60 MW, lo que nos otorga flexibilidad a la hora de realizar interrupciones de mantenimiento programadas y no programadas sin comprometer la disponibilidad de una mayor porción de nuestra capacidad de generación. Además, una parte de nuestra capacidad está integrada por turbinas modulares, lo cual nos brinda una flexibilidad operativa que permite que la turbina continúe operando a niveles normales incluso en el caso de que sea necesario reparar o reemplazar uno de los módulos. Estas características, sumadas a nuestras relaciones contractuales de larga data con nuestros proveedores de turbinas, nos otorgan una considerable flexibilidad operativa. Nuestros contratos por mantenimiento y asistencia técnica con estos proveedores tienen un plazo promedio de cinco años. Seleccionamos cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y nuestras relaciones previas. Consideramos a nuestros proveedores como socios en nuestro negocio y procuramos desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Por ejemplo, hemos estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“PW Power”) y Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens”) para GEMSA, lo que facilitó el desarrollo de nuestros proyectos. Asimismo, con respecto a nuestras plantas generadoras en funcionamiento, hemos celebrado contratos de largo plazo con PW Power y con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y nos permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos. En nuestras plantas, también conservamos stocks de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. Como consecuencia, el promedio ponderado del factor de disponibilidad en MW fue del 98% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, del 98% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, 98% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y 98% para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que brindan ventajas para la incorporación de capacidad de generación adicional. Nuestras centrales se encuentran emplazadas estratégicamente en ubicaciones con acceso a fuentes de suministro de combustible y a la red eléctrica, lo cual reduce el tiempo necesario para la finalización de los proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas generadoras también mitiga nuestro riesgo operativo a la hora de despachar nuestra electricidad en el SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Asimismo, la cantidad de plantas generadoras que tenemos y su ubicación estratégica diversificada facilitan la expansión de nuestra capacidad instalada: nos da la posibilidad de incorporar capacidad adicional o transformar la capacidad existente en ciclo combinado, ya sea en una o varias plantas generadoras en forma simultánea. Otro factor para mencionar es el hecho de que las plantas no se encuentran rodeadas de áreas urbanas densamente pobladas.

Somos parte del grupo Albanesi y contamos con un equipo gerencial de amplia trayectoria. El Grupo Albanesi ha participado en la actividad energética en Argentina por más de 25 años, cuando comenzó con la comercialización de gas natural en 1994. Posteriormente, nos beneficiamos de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural desarrollado por Rafael G. Albanesi S.A. (“RGA”), una empresa líder con una amplia trayectoria en ese sector, también parte del Grupo Albanesi. Creemos que las principales sinergias que se derivan de dicha integración son (i) la mitigación del riesgo vinculado a los proveedores de gas natural, dado que RGA es el proveedor del gas natural utilizado por muchas de nuestras plantas generadoras, y (ii) la venta de electricidad y la generación de nuevos negocios a través de clientes comunes con los cuales RGA tiene relaciones de larga data.

Luego de la adjudicación de los proyectos de eficiencia energética, en el marco de la Resolución 287/2017, RGA ha acordado con nosotros suministrar gas natural para la capacidad de generación adjudicada. Adicionalmente, RGA es el proveedor de gas natural para el respaldo de los contratos de Energía Plus con grades clientes industriales. Por favor ver la sección “*Transacciones con Partes relacionadas – Suministro de Gas Natural por RGA*”.

Además, la empresa cuenta con un equipo gerencial experimentado, orientado al crecimiento, con una trayectoria de más de 15 años en el sector eléctrico argentino. Creemos que este nivel de experiencia contribuye a nuestra capacidad de administrar de manera eficaz los negocios existentes e identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de calidad. Nuestra gerencia cuenta con experiencia significativa trabajando en la industria energética y con los reguladores del gobierno, y ha atravesado exitosamente diferentes ciclos macroeconómicos y políticos. Consideramos que esa experiencia específica en el mercado que tiene nuestra gerencia nos brinda el conocimiento necesario de los entornos regulatorios, políticos y comerciales a nivel local que, a su vez, nos ofrece la capacidad de administrar el riesgo e identificar nuevas oportunidades.

Estrategia

Mantener la correcta operación de nuestras plantas generadoras mediante flujos de efectivo estables y predecibles. Estamos comprometidos con el mantenimiento de la correcta operación de nuestras plantas generadoras a fin de producir flujos de efectivo predecibles y estables. Parte de nuestro potencial de crecimiento surge de la posibilidad de convertir los ciclos abiertos de las plantas existentes en ciclos combinados, tal como lo hemos realizado en Central Térmica Roca, y como está planificado hacer con las expansiones relacionadas con las recientes adjudicaciones bajo la Resolución SEE 287/2017. Buscamos también oportunidades entorno a la incorporación de nueva capacidad cuya eficiencia ayude a reducir los costos de generación del sistema tal y como hemos hecho con los proyectos bajo los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y SEE 287/2017. A la fecha del presente, bajo esos marcos regulatorios, hemos celebrado CCEE con CAMMESA por 989,7 MW de los cuales 738,7 MW ya se encuentran operativos. Estos CCEE nos permiten registrar flujos de efectivo estables y predecibles.

Consolidar y aumentar nuestra participación en el sector eléctrico argentino y la eficiencia de nuestras plantas mediante la ampliación de nuestra capacidad instalada y el desarrollo de nuevos proyectos. La Argentina necesitará ampliar su capacidad de generación de energía eléctrica en los próximos años para hacer frente a la demanda incremental y mejorar la eficiencia de su parque de generación. Creemos estar posicionados de manera tal que podemos ser parte de ese proceso. Nos centraremos en proyectos que ofrecen potencial de crecimiento, una solución al sistema eléctrico argentino en cuanto a capacidad y eficiencia y un marco regulatorio adecuado.

Continuar mejorando nuestro perfil de deuda para optimizar nuestra estructura de capital. Hemos financiado nuestros proyectos mediante préstamos (incluyendo líneas de crédito para la financiación de proyectos) otorgadas por prestamistas locales e internacionales y también mediante el mercado de capitales local e internacional. Asimismo, utilizamos el financiamiento ofrecido por nuestros proveedores, lo que generalmente

nos permite financiar los activos en términos más favorables que los que por otros medios obtendríamos a través de los bancos o el mercado de capitales. Al 30 de junio de 2020, el financiamiento con nuestros proveedores alcanzaba aproximadamente los USD 94,2 millones. En 2007, año en el cual desarrollamos nuestro primer proyecto (la expansión de la Central Térmica M. Maranzana) a través del primer préstamo estructurado que tomamos, la relación deuda - EBITDA Ajustado de GEMSA era 27 veces. En ese entonces, casi todas nuestras deudas estaban pactadas en dólares estadounidenses y teníamos un acceso reducido al resto de las opciones de crédito. En diciembre de 2015, antes de comenzar la construcción de ampliación de capacidad bajo los CCEE otorgados bajo las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, la relación deuda - EBITDA Ajustado de GEMSA (de conformidad con las NIIF) era de 1,3 veces y toda su deuda pendiente de pago estaba pactada en Pesos. La relación deuda - EBITDA Ajustado de GEMSA aumentó durante el 2016, cuando comenzamos a desarrollar nuestra nueva expansión de capacidad y contrajimos nuevas deudas para financiar dicha expansión, la cual bajo significativamente durante 2019 que fue el primer año de operación completa de los 460 MW instalados en el bienio 2017-2018. Al día de la fecha, hemos aumentado y diversificado de manera considerable nuestras fuentes de financiamiento, tales como entidades financieras locales, bancos internacionales, el mercado de capitales local, mercado de capitales internacional y financiamiento otorgado por proveedores. De manera periódica, analizamos formas para mejorar nuestro perfil de deuda en cuanto a vencimientos, costo, moneda, condiciones y garantías, con el objetivo de obtener mayor flexibilidad que nos permita seguir creciendo. Con respecto a las expansiones adjudicadas más recientemente en virtud de la Resolución SEE 287/2017, se comenzaron con los trabajos de construcción durante el primer trimestre de 2018 los cuales fueron reducidos al mínimo posible a partir de 2019, frente a la adversa situación macroeconómica, hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial. Tenemos la intención de financiar estas expansiones con una combinación de flujo operativo, líneas de crédito y el financiamiento de proveedores.

Brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras plantas de manera eficiente, segura y sustentable. Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sustentable. En cuanto a seguridad, implementamos y respetamos las regulaciones correspondientes a nuestra industria en la Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados y proveedores, así como de las comunidades donde se asientan nuestras operaciones. En cuanto a eficiencia operativa, nos centramos en garantizar la disponibilidad, la confiabilidad y la integridad de los equipos en el largo plazo mediante acciones de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo. En el área de la sustentabilidad, procuramos ser una empresa con buen comportamiento social y desarrollar nuestras actividades cumpliendo con la normativa legal y ambiental aplicable. Además, nos guiamos por estrictos principios de gestión empresarial y nos esforzamos por garantizar la ecuanimidad, la transparencia, la rendición de cuentas y la responsabilidad de nuestros accionistas y otros interesados en el desarrollo de nuestras actividades.

Reseña Histórica

Las Co-Emisoras forman parte del Grupo Albanesi, que en 1994 inició sus operaciones en el sector de distribución de gas. A la luz de su experiencia y reputación en el sector gasífero argentino, el Grupo Albanesi vislumbró su incursión en el rubro de generación de energía eléctrica como un paso posterior natural. Así, en 2000, obtuvimos una licencia para generar y comercializar energía eléctrica en el mercado argentino. Nuestra primera inversión en el sector de generación de energía eléctrica fue la adquisición en 2004 de una participación en Luis Piedra Buena S.A., una central eléctrica alimentada a gas natural situada en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, que vendimos en 2007 y cuyo producido utilizamos para financiar nuestro plan de inversiones en el rubro de generación de energía eléctrica.

En 2005, adquirimos GEMSA, propietaria de la Central Térmica Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba. Al momento de su adquisición, esta central contaba con una capacidad de generación instalada de 70 MW, la cual fue ampliada en tres etapas sucesivas en los años 2008, 2010 y 2017 hasta alcanzar los 350 MW actuales.

En 2008, constituimos Solalban con Unipar Indupa S.A.I.C. ex Solvay Indupa S.A.I.C. (“Unipar Indupa”), empresa petroquímica domiciliada en Argentina, con el objeto de planificar, construir y operar una central eléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Esta central inició sus operaciones en 2009 y cuenta con una capacidad de generación instalada de 120 MW. Unipar Indupa y nuestra empresa son titulares del 58% y del 42%, respectivamente, de Solalban.

En 2009 a través de Generación Independencia S.A. (sociedad absorbida por GEMSA en 2016), adquirimos una central eléctrica en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. La planta se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero, tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de dos nuevas turbinas, reinició sus operaciones en 2011. Durante el año 2016 comenzamos los

trabajos para realizar una expansión adicional de 100 MW realizada en dos etapas de 50 MW cada una las cuales fueron terminadas y se encuentran operativas.

En agosto de 2010, a través de Generación Riojana S.A. (sociedad absorbida por GEMSA en 2016), adquirimos otra central eléctrica fuera de servicio situada en La Rioja, provincia de La Rioja. Tras la finalización de las reparaciones necesarias, la central recuperó su capacidad de generación de 40 MW. Durante el año 2016 comenzamos los trabajos para realizar una expansión de 50 MW, la cual se encuentra concluida, contando la central actualmente con 90 MW de capacidad nominal instalada.

En 2010, a través de Generación Frías S.A. (“GFSA”) (sociedad absorbida por GEMSA en 2017), adquirimos una central eléctrica en Frías, provincia de Santiago del Estero, se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero, tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de una nueva turbina, reinició sus operaciones en 2015 funcionando actualmente con una capacidad de generación instalada de 60 MW.

Como parte de nuestra expansión en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, en abril de 2011, nuestra subsidiaria GROS A suscribió un contrato de locación de largo plazo con Central Térmica Sorrento S.A. (“Sorrento S.A.”) para el gerenciamiento de la Central Térmica Sorrento, situada en Rosario, provincia de Santa Fe. Al momento de celebrarse el contrato, la central se encontraba fuera de servicio. Procedimos a repararla, y, en la actualidad, funciona con una capacidad de generación instalada de 140 MW.

En 2011, a través de CTR, adquirimos una central eléctrica situada en General Roca, provincia de Río Negro, que se encontraba fuera de servicio desde 1997. Tras concluir las reparaciones y mejoras tecnológicas necesarias, la central inició sus operaciones en junio de 2012. En 2013 concluimos la segunda etapa del plan, que permitió que la central eléctrica funcionase tanto a base de gas como de gasoil con una capacidad de generación instalada de 130 MW. A fines de 2015 comenzamos los trabajos para cerrar el ciclo de la central, proceso que agregó en agosto de 2018 60 MW de capacidad nominal llevando la capacidad total a 190 MW.

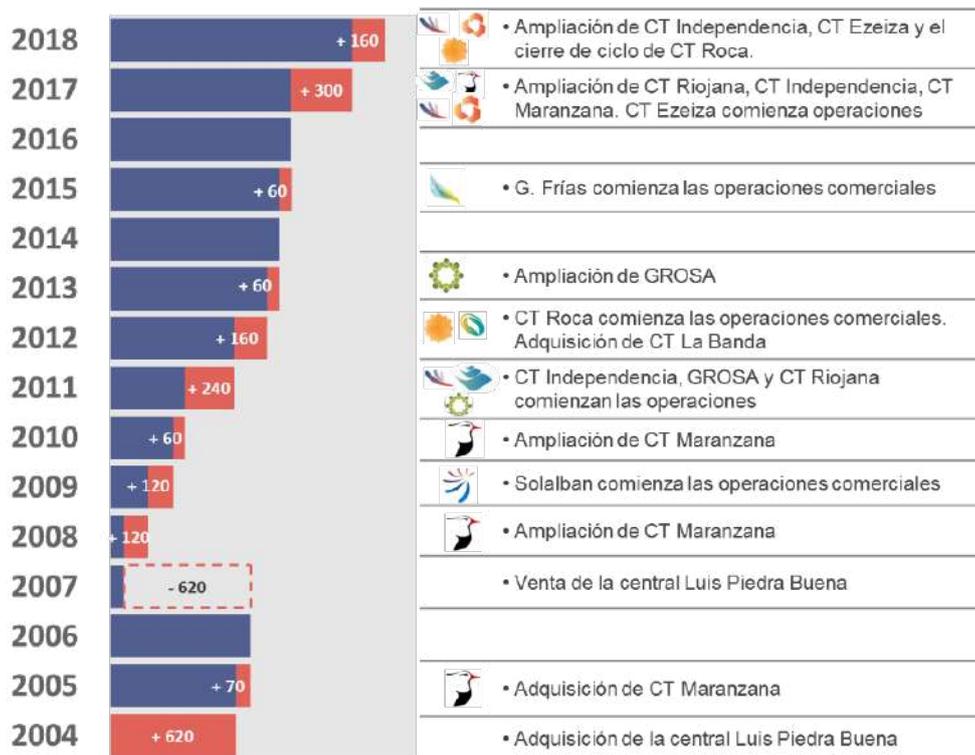
En octubre de 2012 comenzamos a operar una central eléctrica situada en La Banda, Santiago del Estero, que actualmente funciona con dos turbinas y 30 MW de capacidad de generación instalada.

Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para el montaje de Central Térmica Ezeiza, el primer proyecto “*greenfield*” del Grupo Albanesi, que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza y la construcción de una nueva planta de generación de 150 MW. El proyecto se dividió en dos etapas: la primera de 100 MW y la segunda etapa de 50 MW, ambas actualmente operativas.

A partir del 1° de enero de 2016, Generación Independencia S.A., Generación Riojana S.A., y Generación La Banda S.A., todas subsidiarias de Albanesi, se fusionaron con GEMSA, que pasó a ser la sociedad subsistente. Las centrales que eran operadas por Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A., fueron transferidas a GEMSA. A partir del 1° de enero de 2017 se fusionó GFS A con GEMSA como sociedad subsistente. La central que era operada por GFS A fue transferida a GEMSA. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2018, Albanesi Inversora S.A., quien era titular del 75% del capital social de CTR, se fusionó con Albanesi, esta última como sociedad subsistente. En tal sentido, CTR, operadora de la Central Térmica Roca, pasó a estar controlada por el Garante.

Asimismo, en el marco de una licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, Generación Mediterránea S.A. fue adjudicado con CCEE por 251 MW a partir de lo cual se expandirá la capacidad mediante el cierre de los ciclos abiertos existentes en Central Térmica M. Maranzana y Central Térmica Ezeiza por una capacidad total de 283 MW.

El siguiente gráfico presenta la evolución cronológica de la ampliación de nuestra capacidad de generación de energía.



Nuestras centrales eléctricas

En la actualidad operamos nueve centrales termoeléctricas en pleno funcionamiento situadas en diversas provincias argentinas.

Central Térmica Modesto Maranzana

Central Térmica M. Maranzana es una central termoeléctrica de combustible dual, situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba, que cuenta con una capacidad instalada de 350 MW. La central comenzó a construirse en 1993 y se concluyó y entró en funcionamiento hacia 1995, con dos módulos de 35 MW cada uno. Cada uno de los módulos se compone de una turbina de gas (24 MW) y una turbina de vapor (11 MW) que funcionan en ciclo combinado. Las centrales eléctricas de ciclo combinado utilizan una turbina de gas y una de vapor que, combinadas, maximizan la generación de energía al generar energía eléctrica tanto con la combustión de gas como con el calor residual producido por la combustión. El calor residual de la turbina de gas se direcciona hacia una turbina de vapor cercana que lo utiliza para crear vapor, que a su vez genera energía eléctrica adicional.

En 2007 iniciamos obras de ampliación de esta central con la instalación de dos unidades Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3). Cada una de estas unidades se compone de dos turbinas de gas de 30 MW de capacidad de generación que funcionan en ciclo simple y transmiten su potencia mecánica a un único generador de 60 MW. Estas dos unidades entraron en pleno funcionamiento en octubre y noviembre de 2008, respectivamente, en el marco del programa de Energía Plus. Durante el año 2010 se instaló una tercera turbina Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW que entró en operación comercial en el mes de septiembre de dicho año, alcanzando la potencia instalada de la Central en 250 MW. Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para la ampliación de la central a través de la instalación de dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de potencia nominal cada una, que operan tanto a gas como a gasoil. En julio de 2017, ambas turbinas fueron habilitadas comercialmente, alcanzando la central una capacidad de generación de 350 MW totales.

Esta central cuenta con cinco tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 10.500 m³ que pueden proporcionar hasta 4 días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad de generación operativa actual fue de USD 205 millones, suma que se destinó a la ampliación de la capacidad de generación, a la instalación de los tanques de almacenamiento mencionados anteriormente, a la instalación de un gasoducto de 35 kilómetros de extensión conectado al gasoducto troncal de Transportadora Gas del Norte (empresa de transmisión/distribución

que opera en la zona norte de Argentina), a la instalación de las líneas de transmisión de alta tensión de 132kV conectadas al SADI y a la instalación de transformadores eléctricos y sistemas de control.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se vende (i) a CAMMESA mediante Contratos de Abastecimiento MEM de largo plazo suscriptos con esta empresa con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007; (ii) a grandes consumidores industriales mediante CCEE suscriptos con arreglo al marco regulatorio del programa Energía Plus; y (iii) a CAMMESA como potencia y energía spot (Energía Base), en lo que concierne a la energía eléctrica generada por nuestra turbina de 70 MW, de mayor antigüedad. Para una descripción de los tres marcos regulatorios, véase “—Nuestros clientes”. La energía eléctrica que comercializamos en relación a los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y del programa Energía Plus se genera con la capacidad de generación de 280 MW añadida desde 2008. La central se conecta al SADI mediante dos líneas de alta tensión de 132 kV, lo que nos permite vender energía eléctrica a clientes situados en cualquier lugar del país.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 129 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas. Para mayor información sobre el proyecto de expansión de capacidad de esta central, ver “-Expansión de Capacidad - Ampliación C.T. Modesto Maranzana”.

La siguiente tabla presenta información relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	1.443	1.087	952,7	503,2	270,0
Factor de disponibilidad.....	98%	99%	99%	99%	100%

Central Térmica Independencia

Esta central termoeléctrica de combustible dual se sitúa en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. Nuestra empresa la adquirió en 2009, cuando tenía una turbina de gas de 10 MW fuera de servicio, con el propósito de instalar mayor capacidad de generación. En 2011 comenzamos la instalación de dos turbinas Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de combustible dual y 60 MW, que se alimentan a gas y transmiten potencia mecánica a un único generador de 60 MW. Los trabajos que emprendimos en 2011 incluían, asimismo, la extensión del gasoducto, la construcción de una planta de tratamiento de agua, la restauración y construcción de tanques de almacenamiento de gasoil y agua y la construcción de otras instalaciones auxiliares. En 2016 comenzamos con los trabajos para añadir 100 MW nominales de capacidad de generación a esta central a través de la instalación de dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de potencia nominal cada una, y que operan tanto a gas como a gasoil. En agosto de 2017 y febrero de 2018 entraron en funcionamiento y en operación comercial ambas turbinas, llevando la capacidad total de generación de la central a los 220 MW.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad de generación actual fue de USD 154 millones. Sus turbinas pueden funcionar tanto a gas como a gasoil. Asimismo, cuenta con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad total de 31.000 m³, lo que equivale a 23 días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

La capacidad de generación de energía eléctrica actualmente operativa de esta central se vende en su totalidad a CAMMESA en virtud de CCEE suscriptos en el marco de la Resolución SE 220/2007 y Resolución SEE 21/2016.

La siguiente tabla presenta información relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados,

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	207,8	157,3	98,4	32,8	32,1

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Factor de disponibilidad	99%	99%	100%	100%	100%

Central Térmica Ezeiza

En el marco del llamado de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) para la presentación de ofertas de nueva capacidad de generación bajo la Resolución 21/2016, el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de todas las ofertas presentadas.

El 14 de junio de 2016 a través de la Resolución 155/2016 la SEE, fueron adjudicadas ofertas por 1.915 MW, entre las cuales estuvieron los 150 MW que corresponden al proyecto Central Térmica Ezeiza. Central Térmica Ezeiza es un proyecto “greenfield” que involucra la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza, la construcción de una nueva planta de generación y la instalación de tres turbinas Siemens SGT-800 de 50MW cada una.

Bajo el contrato de abastecimiento firmado con CAMMESA, se comprometió una capacidad de 139,5 MW y la habilitación del total de MW en dos etapas: una primera de 100 MW nominales en septiembre de 2017, y la segunda etapa de 50 MW nominales en febrero de 2018.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada con CCEE por 138 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica Ezeiza. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 154 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las tres turbinas instaladas durante 2017 y 2018 y cerrar el ciclo de las cuatro turbinas mencionadas. Para mayor información sobre el proyecto de expansión de capacidad de esta central, ver “-Expansión de Capacidad - Ampliación C.T. Ezeiza”.

La siguiente tabla presenta información relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh)	12,6	98,1	530,9	297,8	63,0
Factor de disponibilidad	97% ⁽¹⁾	100%	97%	98%	100%

(1) La central comenzó su operación comercial a fin de septiembre de 2017.

Central Térmica Riojana

Esta central termoeléctrica de combustible dual se construyó en 1975 y se sitúa en la ciudad de La Rioja, provincia de La Rioja. La central se adquirió en 2010 cuando se encontraba fuera de servicio, para luego ponerla operativa desde mayo de 2011. Cuenta con una capacidad de generación instalada de 90 MW generados por una turbina de combustible dual John Brown con una capacidad de generación instalada de 14 MW, dos turbinas de gas Fiat con una capacidad de generación de 13 MW cada una y una turbina dual Siemens SGT-800 de 50 MW. Esta central funciona en ciclo simple. Cuenta con tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad de 3.500 m³.

El total invertido en esta central para llevarla a su capacidad actual fue de USD 55 millones, suma que se destinó al reacondicionamiento de la planta luego de su adquisición y a la compra de nuevos equipos y obras para la ampliación. Los trabajos de ampliación que comenzaron en 2016 contemplaron: obras internas y externas de sistema de gas natural, construcción de tanques de almacenamiento de gasoil, sistema de descarga de combustibles, sistema contra incendio, construcción de sala de control y oficinas, construcción de playa de 132kV, transformadores de potencia y la obra civil relacionada a los ítems anteriores junto con el montaje y la instalación de la turbina. La operación comercial de la nueva turbina comenzó en mayo del 2017, y llevó el total de la capacidad nominal instalada en la planta a 90 MW.

La nueva capacidad instalada se comercializa a CAMMESA en virtud de CCEE suscriptos bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, de los cuales se mantiene un contrato con una potencia comprometida de 45 MW.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	228,5	27,6	46,9	19,9	16,6
Factor de disponibilidad.....	97%	99%	97%	98%	99%

Central Térmica Generación Frías

Esta central termoeléctrica de combustible dual se ubica en la localidad de Frías, provincia de Santiago del Estero. En 2010 adquirimos la central y en 2014 iniciamos un proceso de reacondicionamiento que concluyó con la puesta de la central en pleno funcionamiento en diciembre de 2015. La central cuenta con una turbina de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT-4000) de 60 MW. El total invertido en esta central fue de USD 55 millones, suma que se destinó a la compra de la turbina, a estudios eléctricos y ambientales, a la instalación de transformadores eléctricos, a la construcción de tanques de almacenamiento de gasoil, a la construcción de tanques de tratamiento de agua y al desarrollo de obras eléctricas y civiles. La turbina puede funcionar tanto a gas como a gasoil. Asimismo, la central cuenta con dos tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad de 1.000 m³ cada uno, lo que equivale a seis días de suministro de combustible con la central en funcionamiento a máxima capacidad.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA mediante CCEE suscriptos con esta empresa con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	262,9	201,1	69,8	27,9	5,5
Factor de disponibilidad.....	97%	95%	91%	100%	73%

Central Térmica La Banda

Esta central termoeléctrica se sitúa en La Banda, Santiago del Estero. Fue construida en 1975 con una capacidad de generación instalada de 30 MW consistente de dos turbinas Fiat de ciclo combinado. Operamos esta planta desde el año 2012. La provincia de Santiago del Estero goza del derecho de dominio sobre el terreno donde se localiza la planta generadora y por lo tanto es su propietaria.

La capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA bajo el marco regulatorio del programa Energía Base. La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	1,8	1,2	2,1	1,2	1,8
Factor de disponibilidad.....	100%	100%	100%	100%	100%

Central Térmica Roca

Esta es una central de ciclo combinado de combustible dual, situada en General Roca, provincia de Río Negro, y cuenta con una capacidad de generación instalada de 190 MW.

Construida en 1995 con una capacidad de 130 MW a ciclo abierto, fue retirada de servicio en 2009 debido a la falla de una turbina. Nosotros la adquirimos en 2011 con el propósito de repararla y ponerla nuevamente en servicio. Durante 2012 se concluyó la primera etapa de reparaciones y acondicionamiento, y en junio de ese año se la habilitó comercialmente. En 2013 se concluyó la segunda etapa del plan de trabajo, que comprendía la modernización y modificación de las instalaciones y la infraestructura, de forma tal de finalizar su conversión a combustible dual y así permitir la utilización de gasoil como combustible alternativo. Así, se instalaron dos tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad de 5.250 m³, lo que permite hasta seis días de operaciones a máxima capacidad. La turbina de generación de combustible dual de la central se conecta a NEUBA II —un gasoducto principal de gas natural— por medio de un gasoducto de 280 m de extensión. A su vez, se conecta al SADI mediante la línea de transmisión Transcomahue de 132kv. El total invertido desde 2011 a 2013 fue de USD 64 millones.

En 2016 hemos iniciado los trabajos para añadir 60 MW de capacidad de generación a la central mediante la instalación de una turbina de vapor, con el objeto de convertirla en una central de ciclo combinado. En Agosto de 2018 comenzó a operar comercialmente llevando a la central a su capacidad actual de 190 MW. Toda la capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA en virtud de dos CCEE suscripto con arreglo al marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	121,7	266,3	1.100,8	525,0	588,8
Factor de disponibilidad.....	99%	96%	99%	99%	98%

Central Térmica Generación Rosario

Esta central termoelectrónica de combustible dual se sitúa en la ciudad de Rosario, provincia de Santa Fe. La central se construyó en 1981 y entró en pleno funcionamiento en agosto de 2009. Se trata de una central de ciclo simple con una capacidad instalada de 140 MW. Nuestra empresa opera la central en virtud de un contrato de locación celebrado en abril de 2011 con Sorrento S.A. para poner la Central Térmica Sorrento nuevamente en servicio mediante trabajos de reparación y acondicionamiento por un valor de USD 36 millones. El plazo de vigencia del contrato es de diez años, renovable a elección nuestra por un plazo adicional de siete años. En diciembre de 2015, Sorrento S.A. solicitó la apertura de concurso preventivo ante la justicia en lo comercial de la Ciudad de Buenos Aires. Estimamos que dicho proceso no afectará nuestra capacidad para continuar operando la planta en virtud del contrato de locación.

En 2011 se concluyó la primera etapa de las tareas de reparación y mantenimiento que requería la caldera de la central, que comenzó sus operaciones con una capacidad de generación instalada de 80 MW. Entre 2012 y 2015 realizamos nuevos trabajos de reacondicionamiento de la central, lo que elevó su capacidad de generación a los 140 MW actuales. Esta central cuenta con una turbina de vapor Ansaldo de combustible dual y 140 MW de capacidad. Las turbinas pueden funcionar tanto a gas como a gasoil. La central cuenta con dos tanques de almacenamiento de gasoil con una capacidad de 10,5 millones de m³.

Toda la capacidad de generación y energía eléctrica que genera esta central se venden a CAMMESA bajo el marco regulatorio del programa Energía Base.

La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	228,5	70,6	7,2	7,2	4,4
Factor de disponibilidad.....	93%	99%	100%	100%	100%

Solalban Energía

En 2008 constituimos Solalban, una sociedad constituida con Unipar Indupa S.A.I.C. ex Solvay Indupa S.A.I.C., con el objeto planificar, construir y operar una central termoeléctrica en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Nuestra empresa es propietaria del 42% de Solalban, en tanto que Unipar Indupa lo es del 58% restante. La central eléctrica Solalban entró en pleno funcionamiento en 2009, con dos turbinas de combustible dual Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3) de 60 MW. El total invertido en esta central fue de USD 80 millones, suma que se destinó a la instalación de las dos turbinas mencionadas, al desarrollo de las obras eléctricas y civiles y a la instalación de un gasoducto de 11 millas de extensión que se conecta al gasoducto troncal de Transportadora Gas del Sur (empresa de transmisión/distribución que opera en la región sur de Argentina).

Solalban vende la energía eléctrica que genera esta central a Unipar Indupa mediante una línea de transmisión interna e independiente (sin ingresar al SADI), en virtud de un contrato de venta de energía suscripto en 2009 con un plazo de vigencia de quince años, en tanto que la energía generada restante se vende a grandes consumidores industriales bajo el programa Energía Plus. Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019, Solalban destinó el 79% de los MWh anuales de energía eléctrica generada a Unipar Indupa y el remanente lo comercializó el programa Energía Plus a través del SADI. Durante el trimestre finalizado el 30 de junio de 2020, Solalban destinó el 75% de los MWh anuales de energía eléctrica generada a Unipar Indupa y el remanente lo comercializó el programa Energía Plus a través del SADI. La siguiente tabla presenta información estadística relativa a esta central eléctrica para los períodos indicados:

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre			Correspondiente al trimestre de finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Total Ventas (GWh).....	701,9	644,3	700,5	345,8	344,0
Factor de disponibilidad.	75% ⁽¹⁾	84% ⁽¹⁾	79% ⁽¹⁾	80%	88%

(1) El factor de disponibilidad inferior correspondiente a los años 2017, 2018 y 2019 es consecuencia de interrupciones relacionadas con el mantenimiento programado y no programado de los equipos. En este caso, algunos de sus componentes se enviaron a los Estados Unidos de América con el fin de concluir las tareas de reparación necesarias.

Nuestra tecnología

Procuramos comprar nuestros equipos a proveedores que cuenten con experiencia y una trayectoria reconocida a nivel internacional. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar energía eléctrica, ya sea utilizando gas natural o gasoil. Parte de nuestra capacidad se compone de turbinas modulares que brindan flexibilidad operativa y permiten que las turbinas continúen funcionando en niveles normales aun en el caso de que se requiera reparar o reemplazar un módulo en particular. Por otra parte, hemos equipado a nuestras centrales eléctricas con turbinas de menos de 60 MW de capacidad de generación instalada, lo que nos brinda flexibilidad para llevar a cabo interrupciones de planta para mantenimiento programado y no programado sin afectar la disponibilidad de la mayor parte de nuestra capacidad de generación instalada.

La siguiente tabla presenta una síntesis de la tecnología de las turbinas que se utilizan en nuestras centrales eléctricas:

Central eléctrica	Combustible	Ciclo	Turbinas	Capacidad
Central Térmica M. Maranzana	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	THOMASSEN / MS5001N	24 MW
	Vapor	Combinado	STORK / 3000 RPM	11 MW
	Gas y diésel	Simple	THOMASSEN / MS5001N	24 MW
	Vapor	Combinado	STORK / 3000 RPM	11 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
Central Térmica Independencia	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
Central Térmica Ezeiza	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW

Central Térmica Riojana	Gas y diésel	Simple	John Brown	14 MW
	Gas y diésel	Simple	Fiat	13 MW
	Gas y diésel	Simple	Fiat	13 MW
	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT-800	50 MW
Central Térmica La Banda	Gas y diésel	Simple	Fiat	15 MW
	Gas y diésel	Simple	Fiat	15 MW
Central Térmica Roca	Gas y diésel	Simple	EGT – Alstom	130 MW
Central Térmica Roca	Vapor	Combinado	GE Triveni	60 MW
Solalban	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT8-3	60 MW
GROSA	Gas y fueloil	Simple	Ansaldo	140 MW
Generación Frías	Gas y diésel	Simple	Pratt & Whitney SWIFTPAC FT4000	60 MW

La siguiente tabla presenta una síntesis de la tecnología de las turbinas que se utilizarán en la nueva capacidad de generación de conformidad con los CCEE de los que hemos sido adjudicatarios en virtud de la Resolución SEE 287/2017. Ya se han contratado los proveedores para las turbinas de gas y las turbinas de vapor (ambas con Siemens) y las calderas de recuperación (VOGT Power International Inc).

Proyectos de ampliación	Combustible	Ciclo	Turbinas	Capacidad
Central Térmica M. Maranzana	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT800	54 MW
	Vapor	combinado	Siemens SST-600	75 MW
Central Térmica Ezeiza	Gas y diésel	Simple	Siemens SGT800	54 MW
	Vapor	Combinado	Siemens SST-600	50 MW
	Vapor	Combinado	Siemens SST-600	50 MW

Nuestros clientes

La disponibilidad de nuestra capacidad de generación de energía y la energía eléctrica que despachamos se comercializan bajo a los siguientes marcos regulatorios:

Resolución SE 220/2007

La Resolución SE 220/2007 fue diseñada por el gobierno argentino para promover inversiones en el sector de generación de energía eléctrica al brindar condiciones económicas favorables para la instalación de nueva capacidad de generación. Entre 2006 y 2015, la capacidad de generación termoeléctrica en Argentina aumentó aproximadamente 6,9 GW, de los cuales aproximadamente 4,2 GW derivaron de estos dos marcos regulatorios.

Bajo el marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por mes por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos contratos consisten en (a) contar con la cantidad de MW mensuales de capacidad de generación comprometida disponibles para su despacho a solicitud de CAMMESA y (b) despachar la energía eléctrica a solicitud de CAMMESA, en todos los casos de conformidad con los términos y condiciones del contrato. En algunos de los contratos celebrados con CAMMESA.

De conformidad con los CCEE suscriptos con CAMMESA, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato con anterioridad a su vencimiento ante la disolución de la otra parte, la presentación, por parte de esta, de una solicitud de declaración de quiebra o de medidas de protección en virtud de la legislación aplicable en materia de concursos y quiebras (o en el caso de sentencia judicial que implique dicha quiebra) o de su sujeción a intervención judicial. Asimismo, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato ante el incumplimiento de la otra previa notificación cursada con una antelación de 15 días, que incluirá el caso de incumplimiento con nuestras obligaciones contractuales de suministro por un plazo superior a dos meses. Sin embargo, ninguna de las partes puede rescindir el contrato ante el incumplimiento de las obligaciones de pago previstas en él. En tal

supuesto, podrá presentarse una demanda de conformidad con los procedimientos administrativos de la SEE. En casos de fuerza mayor, el contrato puede suspenderse sin imposición de sanción alguna y cualquiera de las partes puede rescindirlos sin ser penalizada por ello si el acontecimiento de fuerza mayor se prolonga por un plazo superior a 120 días. Estos CCEE no contemplan cláusulas de renovación.

Al 30 de junio de 2020, GEMSA tiene cuatro CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) Central Térmica Independencia, con una vigencia restante de 1,5 años por 100 MW de capacidad contratada, (ii) Central Térmica M. Maranzana, con una vigencia restante de 0,2 años por 45 MW de capacidad contratada, (iii) Central Térmica M. Maranzana, con una vigencia restante de 7,0 años por 90 MW de capacidad contratada (iv) Central Térmica Frías, con una vigencia restante de 5,4 años por 55,5 MW de capacidad contratada y (v) Central Térmica Riojana, con una vigencia restante de 6,9 años por 45 MW de capacidad contratada. Asimismo, CTR tiene un CCEE firmado con CAMMESA bajo este marco regulatorio con un plazo de vigencia restante de 2,0 años por 116,7 MW de capacidad de contratada, asimismo en julio entró en vigencia el contrato de 55MW por 8,1 años correspondiente al cierre de ciclo de la central. Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de junio de 2020, generamos el 51%, el 58% y el 60% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud de los CCEE suscriptos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

Resolución SE 1281/2006 - Energía Plus

Conforme a este marco regulatorio, los clientes industriales con un consumo de energía eléctrica superior a los 300 kW deben satisfacer el excedente de su demanda de energía eléctrica por sobre los kW consumidos en 2005 mediante la compra de energía eléctrica generada por la capacidad de generación de centrales eléctricas instalada en septiembre de 2006 o con posterioridad a dicha fecha, en virtud de este marco regulatorio. Los contratos de compraventa de energía que hemos celebrado bajo este marco regulatorio están denominados en dólares estadounidenses y tienen un plazo de vigencia promedio de uno a dos años. Estos CCEE no contemplan la modalidad “take or pay”, por lo tanto, nos proporcionan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con los restantes marcos regulatorios. No obstante, somos capaces de estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores sobre la base de los consumos históricos.

Nuestras obligaciones principales en el marco de estos contratos consisten en (a) mantener disponible las unidades que respaldan los contratos con los grandes usuarios, y (b) garantizar que contamos con el suficiente suministro de combustible propio para generar la energía eléctrica que consumen nuestros clientes. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. El precio de la energía convenido por contrato depende del mercado Energía Plus conformado por costos de generación y margen de utilidades.

De conformidad con los términos y condiciones de dichos contratos, cualquiera de las partes puede requerir la renegociación del contrato si, por motivos no inherentes a estas, el equilibrio económico del contrato se ve modificado de manera tal que este resulte excesivamente oneroso para dicha parte. Ante tal circunstancia, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato en ausencia de acuerdo dentro del plazo de 15 días de efectuada la solicitud. Ante el incumplimiento, por cualquiera de las partes, de las obligaciones pactadas, la otra puede también proceder a rescindir el contrato previa notificación cursada con 15 días de antelación. Estos CCEE no contemplan cláusulas de renovación.

Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de junio de 2020, generamos el 5%, el 4% y el 4% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud de los contratos de compraventa de energía suscriptos en el marco del programa Energía Plus.

Resolución SE 31/2020 - Energía Base

Esta metodología de remuneración de la capacidad instalada previa al año 2006 tiene su origen en la Resolución SE 95/2013. A través de la misma, CAMMESA ha fijado una remuneración menor para los generadores de energía eléctrica en lo que respecta a la capacidad de generación disponible y energía que se genere mediante las unidades de generación de mayor antigüedad. En virtud del marco regulatorio del programa Energía Base, para la capacidad instalada antes del 17 de marzo de 2006, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (*take or pay*). Hasta febrero de 2017 era en Pesos argentinos (sin celebrar ningún contrato de compraventa de energía), y pasó a ser en dólares americanos de dicha fecha hasta febrero 2020 en virtud de las Resoluciones SEE 19/2017 y luego la SGE 1/2019. En febrero de 2020 la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020 emitida por la nueva Administración, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, considerando que la magnitud de

los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de potencia para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; e (iv) introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de junio de 2020, generamos el 6%, el 5% y el 2% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo este marco regulatorio.

Resolución SEE 21/2016

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE de 10 años expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (take or pay), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.

Al 30 de junio de 2020, GEMSA tiene dos CCEE suscriptos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) Central Térmica Independencia, con una vigencia restante de 7,0 años por 46 MW de capacidad contratada, (ii) Central Térmica Independencia, con una vigencia restante de 7,6 años por 46 MW de capacidad contratada, (iii) Central Térmica M. Ezeiza, con una vigencia restante de 7,0 años por 93,0 MW de capacidad contratada, (iv) Central Térmica M. Ezeiza, con una vigencia restante de 7,6 años por 46,5 MW de capacidad contratada.

Durante para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, el 31 de diciembre de 2019 y el 30 de junio de 2020, generamos el 38%, el 33% y el 34% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, en virtud de los CCEE suscriptos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 21/2016.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 30 de junio de 2020:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de Capacidad Comprometida a USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽²⁾	Plazo Contractual Restante	Proveedor de Gas Natural ⁽³⁾
Central Térmica M.Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	--	61,0	NA	RGA
	Energía Base	CAMMESA	70	NA	ARS	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años	USD	22,10	7,83 (gas) / 8,32 (gasoil)	2 meses	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	90	10 años	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	7 años	CAMMESA
Central Térmica Independencia	Res. 220/ 2007	CAMMESA	100	10 años	USD	23,50	7,52 (gas) / 7,97 (gasoil)	1 año y 5 meses	CAMMESA
Central Térmica Independencia #1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años	CAMMESA
Central Térmica Independencia #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años y 6 meses	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años	CAMMESA
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46,5	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años y 6 meses	CAMMESA
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	NA	ARS	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años.	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	6 años y 9 meses	CAMMESA
Central Térmica La Banda ⁽¹⁾	Energía Base	CAMMESA	30	NA	ARS	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	116,7	10 años	USD	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)	2 años	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55	10 años	USD	43,72	5,38 (gas/gasoil)	8 años y 1 mes	CAMMESA
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55,5	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	5 años y 4 meses	CAMMESA
Generación Rosario	Energía Base	CAMMESA	140	NA	ARS	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA

(1) El inmueble donde se encuentra ubicada esta central no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica La Banda.”

(2) Precio por electricidad vendida.

(3) El gasoil es suministrado por CAMMESA.

(4) El precio corresponde al promedio de enero a junio de 2020. Los meses de febrero a junio son en pesos de acuerdo a la Res 31/20 y están dolarizados al tipo de cambio oficial de cierre de cada mes respectivamente.

Las siguientes tablas presentan un detalle de nuestro EBITDA Ajustado, por marco regulatorio, para los períodos indicados:

		Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
		2017		2018		2019	
		EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado
Resolución 220/2007	SE	72.009	74%	91.302	51%	120.234	58%
Resolución 21/2016	SE	9.731	10%	68.029	38%	68.410	33%
Energía Plus		6.812	7%	8.951	5%	8.292	4%
Energía Base		8.758	9%	10.741	6%	10.365	5%

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 30 de junio de			
	2019		2020	
	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de USD)	% de EBITDA Ajustado
Resolución SE 220/2007.....	53.245	56%	50.554	60%
Resolución SE 21/2016.....	32.159	34%	29.058	34%
Energía Plus	5.277	6%	3.808	4%
Energía Base	4.507	5%	1.335	2%

Resolución SEE 287/2017

En el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 251 MW que implicarán la instalación de 283 MW de nueva capacidad nominal en Central Térmica M. Maranzana (129 MW) y Central Térmica Ezeiza (154 MW). Dicha licitación pública tuvo como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. En el caso de las expansiones del Grupo, en ambos casos involucra cerrar el ciclo de turbinas que operan actualmente a ciclo abierto. Para mayor información, véase “-Expansión de Capacidad”.

Seguros

Creemos que el nivel de cobertura que mantenemos para nuestros bienes, operaciones, personal y actividades comerciales es razonablemente adecuado para los riesgos que enfrentamos y es comparable con el nivel de cobertura que mantienen otras empresas de dimensiones similares que operan en nuestro sector comercial.

En la actualidad contamos con un paquete de seguros integral que cubre daños a bienes e interrupción de las operaciones. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos tales como centrales eléctricas, oficinas, equipos y subestaciones, así como también el costo de interrupción de las operaciones por fallas de equipos, siniestros o sucesos de fuerza mayor. Asimismo nos resulta importante resaltar que todas las centrales del Grupo Albanesi cuentan con la cobertura denominada “Póliza de Caucción por Riesgo de Daño Ambiental de Incidencia Colectiva”, dicho seguro cubre la exigencia de garantía ambiental establecida en la Ley General de Ambiente N° 25.675, Artículo 22, de acuerdo con lo establecido por los organismos de aplicación. También contamos con seguros contra responsabilidad de terceros, entre ellos, seguros contra responsabilidad del empleador y seguro adicional contra daños a bienes y lesiones personales derivados del uso de automotores. A su vez, contamos con seguros contra riesgos relacionados con (i) la construcción, que incluye cobertura de daños a los materiales, demora en la puesta de servicio, cargas marítimas, responsabilidad civil y con (ii) la retro adaptación de nuestras unidades actuales.

Hemos contratado seguros con aseguradoras locales e internacionales, tales como Starr Indemnity & Liability Company, Chubb Argentina de Seguros SA, Federación Patronal, Opción Seguros, Sancor Seguros, Zurich, Sura y La Segunda Seguros.

Procesos legales

Al día de la fecha, ninguna de nuestras Sociedades ni ninguna de sus subsidiarias reviste la calidad de parte en procesos judiciales o administrativos de importancia, excepto la demanda iniciada por GEMSA el 29 de marzo de 2017 ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires contra IEASA (ex ENARSA) con el objeto de que IEASA (ex ENARSA) cumpla con ciertas obligaciones contractuales y abone a GEMSA las tarifas mensuales acordadas como contraprestación por los servicios prestados por Generación Independencia S.A. (sociedad absorbida por GEMSA) durante los tres años de vigencia del contrato de locación celebrado el 21 de marzo de 2012, por los servicios de recepción, almacenaje, elaboración de mezclas y despacho de combustibles líquidos livianos a ser utilizados por las centrales térmicas de IEASA (ex ENARSA), con más otros conceptos indicados en la demanda.

Fondos comunes de inversión abiertos

A la fecha del presente Prospecto, las Co-Emisoras no tienen en cartera ni se encuentra expuestas a fondos comunes de inversión abiertos, relativos a las Resoluciones Generales Nros. 835, 836 y 838 de la CNV.

Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

La industria eléctrica en Argentina y su regulación

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de energía eléctrica de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno argentino inició 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, junto con el Decreto 634/91 y las Ley 23.696 y 23.697, 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 distintas (éstas dos últimas, caracterizadas como servicios públicos), cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era propender a una reducción de las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro en general. 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 los paquetes mayoritarios de compañías que se crearon a tal fin, a las cuales se les dio en comodato la infraestructura de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Sin embargo, mediante 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 y las compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes.

Por su parte, la imposición de precios topes (Resolución 240/03), entre otras medidas, también ocasionó graves efectos sobre las empresas generadoras de energía eléctrica.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno ha modificado en diversas oportunidades las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) desde el 2002. Estas modificaciones incluyen, entre otras medidas, 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), 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.

En diciembre de 2004, el Gobierno argentino dictó nuevas normas para el mercado eléctrico (conforme a las Resoluciones SE N° 826/04, N° 712/04 y 1427/2004), para la construcción de dos nuevas centrales de ciclo combinado de 800 MW cada una. Estas dos centrales comenzaron su operación comercial en ciclo abierto durante 2008 y en ciclo combinado durante el primer trimestre de 2010. La construcción se financió en parte con los saldos acreedores de las empresas generadoras, derivados del margen entre el precio de venta de energía y el costo variable de generación, que se transfirieron al Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (el fondo para inversiones exigido para aumentar el suministro de electricidad en el MEM, o FONINMEM). Las empresas generadoras de electricidad aceptaron la oportunidad de participar en los proyectos del FONINMEM, conforme a la Resolución SE N° 1.427/04.

La construcción de estas nuevas centrales evidenció una decisión del Gobierno argentino de adoptar un papel más activo en la promoción de inversiones en energía en la Argentina. Además de estos proyectos, en abril de 2006 el Congreso Nacional sancionó una ley que autorizó al Gobierno Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético argentino mediante la ampliación de la infraestructura de generación, distribución y transporte de gas natural, propano y electricidad. Las contribuciones a este fondo se realizan a través de cargos específicos trasladados a los clientes como un detalle en sus facturas de energía.

En 2006, la Secretaría de Energía implementó el Programa Energía Plus (en virtud de la Resolución SE N° 1.281/06) con el objeto de crear un incentivo y aumentar la generación de electricidad. Los proyectos implementados bajo el Programa Energía Plus no están sujetos a las regulaciones del mercado en materia de precios, sino que estos pueden negociarse libremente entre las empresas generadoras de electricidad y los usuarios.

El Programa Energía Plus buscó aumentar la generación de electricidad y satisfacer la demanda interna. Por tal motivo, CAMMESA requiere que todos los grandes usuarios (con consumos superiores a 300 Kw, en adelante los “GU”) contraten la diferencia entre su demanda actual y la de 2005 a las nuevas empresas de generación bajo el Programa Energía Plus.

Con el objetivo de incrementar el suministro de energía eléctrica, el Gobierno argentino también implementó un programa llamado “Energía Eléctrica Entregada”, a través del suministro de pequeñas centrales térmicas transportables y/o centrales eléctricas móviles (Resoluciones SE 220/2007 y 1836/2007)

El Gobierno nacional continuó implementando 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 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 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, luego la Resolución (SRRYME) N° 1/19, y por último, la Resolución N° 31/2020, modificaron el régimen completo de remuneración de generación. Véase “Normas Con Influencia En Generadores Eléctricos”.

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 MEyM 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. En dicho contexto se dictaron las Resoluciones SEE 21/2016 y 287/2017.

Con fecha 1 de marzo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 1/19 emitida por la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (“SRRYME”), mediante la cual dejó sin efecto el esquema de remuneración de la Resolución N° 19/17 emitida por la ex SEE. El nuevo régimen de remuneración está denominado en U\$S y es aplicable a partir del 1 de marzo de 2019. Los principales cambios: (i) la remuneración por potencia de las generadoras térmicas que declaren Compromisos de Disponibilidad Garantizada (“DIGO”) se reduce a U\$S 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 U\$S 4/MWh en la energía generada con gas y a U\$S 7/MWh con fuel oil o gas oil, y se reduce la remuneración por energía operada a U\$S 1,4/MWh.

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 en las tarifas de energía y gas natural bajo jurisdicción federal, y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por el término de un año.

Por su parte, en febrero de este año se dictó la Resolución 31/2020 que modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración en Pesos Argentinos, con importantes reducciones en relación a aquella, y a su vez, estipuló en su Anexo VI un mecanismo de ajuste mensual en función de los índices mayoristas del INDEC.

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

Asimismo, el 18 de junio de 2020, el Gobierno argentino dictó el decreto de necesidad y urgencia 543/2020 que prorrogó el congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural dispuesto por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva por 180 días adicionales, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Autoridades Regulatorias

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

- (1) la SE;
- (2) el ENRE, y
- (3) CAMMESA.

Por medio del Decreto N° 706/2020 de fecha 29 de agosto de 2020, se modificó la Ley de Ministerios, disponiendo bajo la órbita del Ministerio de Economía a la Secretaría de Energía de la Nación.

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

- Participar en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Asistir al/a la Ministro/a en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética y en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos;
- 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 jurisdiccionales, 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,

- aplicar sanciones por violación de concesiones y otras reglamentaciones relacionadas, y
- realizar el arbitraje de 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 y Reactivación Productiva N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”), que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegó en el Poder Ejecutivo Nacional una variedad de funciones para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/20, de fecha 17 de marzo de 2020, se ordenó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020 y se dispuso la suspensión de las funciones de los miembros del directorio a partir de su entrada en vigencia.

CAMMESA es una sociedad anónima 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 SE. Actualmente, el señor Sergio Lanziani, es el presidente y director de CAMMESA

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 SE.

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

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúen en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM.

Generadores

Los generadores son empresas que operan y son dueños de centrales de generación de electricidad y que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CMMESA. Los generadores privados 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 2019, la potencia instalada de Argentina reportada por CMMESA era de 39.704 MW. En 2019, las empresas de generación térmica generaron 87.727 GWh (64%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 40,296 GWh (29%), las empresas de generación nuclear generaron 6.453 GWh (5%) y las de generación de energía renovable generaron 3.350 GWh (2%). En 2018, las importaciones ascendieron a 344 GWh y las exportaciones a 280 GWh.

Transportistas

El transporte de energía eléctrica es una actividad caracterizada como servicio público. Las empresas transportistas tienen una concesión del Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores. 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 (Litsa, Transnoa, Transnea, Transpa, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (“Transba”) y Distrocuyo). 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 y distribución se llevan a cabo a través de concesiones. 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

La distribución de energía eléctrica también es una actividad caracterizada como servicio público. 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, por una tarifa (VAD) y en virtud de condiciones establecidas en el Marco Regulatorio de la Electricidad y su respectivo contrato de concesión. 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 de Energía 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.

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 periodos de concesión se dividen en “periodos de administración” que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores (“GUMA”), (2) Grandes Usuarios Menores (“GUME”) y (3) Grandes Usuarios Particulares (“GUPA”).

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras para satisfacer su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMA están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de abastecimiento y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y GUPA están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de abastecimiento.

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.

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 podemos 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.

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.

Reestructuración de las Tenencias del Estado Nacional en el Sector Energético

El 1 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto 882/17, que estableció la reorganización de la participación del Estado Nacional en diversos emprendimientos y sociedades del sector energético a fin de limitarlo a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado. En tal sentido instruyó:

i. La fusión por absorción de ENARSA (actualmente IEASA) con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (“EBISA”) y la modificación de su razón social a IEASA. A partir del acuerdo previo de fusión será IEASA la que comercialice la energía que le corresponde a Argentina en los proyectos binacionales en los que participa EBISA;

ii. IEASA asumirá el rol de comitente en los Complejos Hidroeléctricos Cóndor Cliff y Barrancosa (se vuelve a los nombres originales). Asimismo, será la concesionaria a los efectos de la generación para la transferencia de la concesión al sector privado;

iii. IEASA asumirá el rol de Comitente en Central Térmica Río Turbio, Gasoducto Regional Centro II, Gasoducto Sistema Cordillerano y Patagónico, Gasoducto Cordillerano y Gasoducto de la Costa;

iv. Las medidas para que IEASA proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia de CTEB y la Central de Generación Eléctrica “Brigadier López” (contemplando el cierre de los ciclos combinados), los activos y derechos en Central Termoeléctrica Manuel Belgrano II y la participación accionaria de IEASA en Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A. (“CITELEC”);

v. La venta, cesión u otro mecanismo de transferencia de la participación accionaria del MEyM en: Central Dique S.A., Central Térmica Güemes S.A., Central Puerto S.A., Centrales Térmicas Patagónicas S.A., Transpa y Dioxitek S.A.; y los derechos que le corresponden al Estado Nacional en Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín (Central Tambúes), Termoeléctrica Vuelta de Obligado y Termoeléctrica Guillermo Brown; y

vi. Ordenó al entonces MEyM a vender, asignar u otro método; transferir:

a. La participación de capital del Gobierno Argentino en Central Dique S.A., Central Térmica Güemes S.A., Central Puerto S.A., Centrales Térmicas Patagónicas S.A., Transpa y Dioxitek S.A.; y

b. Los derechos del Gobierno Argentino en Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín (Central Tambúes), Termoeléctrica Vuelta de Obligado y Termoeléctrica Guillermo Brown.

Para valorar los activos, el Decreto 882/2017 estableció la intervención de las entidades públicas relevantes (por ejemplo, el Tribunal de Tasaciones). Sin embargo, también autorizó a contratar empresas privadas especializadas.

Las ventas indicadas en los puntos (iv) y (v) deberán seguir procedimientos públicos y competitivos, respetando los derechos previstos en los instrumentos societarios y contractuales correspondientes (como puede llegar a ser el derecho de preferencia). Las valuaciones necesarias deberán contar con la participación de los organismos públicos correspondientes (como el Tribunal de Tasaciones) sin perjuicio de lo cual se autoriza a contratar a entidades privadas.

Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

La demanda y consumo energético en la Argentina mantiene un coeficiente de correlación positivo con el Producto Bruto Interno, que significa que a mayor crecimiento económico la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2.7% en los últimos 59 años, con una media de 0.8% anual desde 2002.



En 2018 la recesión económica y los meses de verano con temperaturas inferiores a las del año previo, tuvieron impacto en la demanda de energía que se redujo 6.0% respecto a 2017. En 2019 la demanda local se redujo con respecto al 2018 en un 3,1%, debido a que fue un año que no presentó temperaturas extremas en ninguna de las estaciones, implicando menor demanda residencial.

En el año 2020, las primeras estimaciones no oficiales, podrían mostrar un descenso del 11,5% de la demanda total respecto del 2019, fundamentalmente debido a las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas por el DNU N°297/20 ante el brote de Covid-19. La información aquí presentada es realizada en base a los informes mensuales y anuales publicados por CAMMESA y la Secretaría de Energía.

Las reducciones en el consumo energético interanuales se producen en un marco inédito de ya casi 9 años de estancamiento económico que presentan reducido crecimiento en el consumo de energía primaria. En los últimos cuatro años este estancamiento económico estuvo adicionalmente influido por el proceso de fuerte

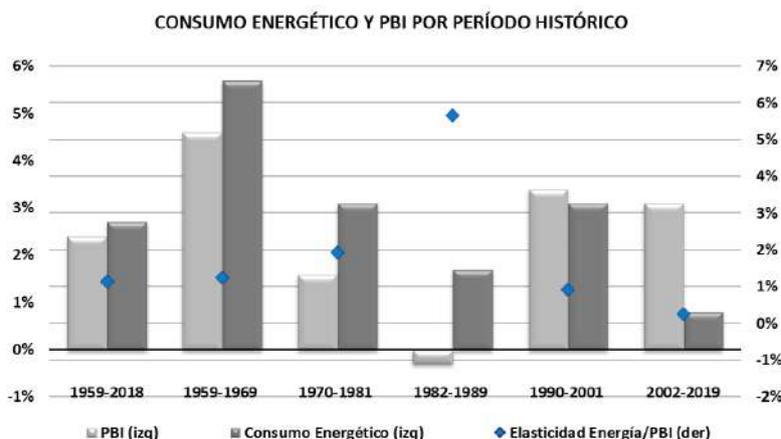
recomposición tarifaria de gas y electricidad. Este proceso de readecuación tarifaria reduce la cifra de crecimiento de consumo energético, probablemente en un efecto transitorio hasta que el país retome un crecimiento económico sostenido.

El crecimiento del consumo energético en varios años de la primera década del siglo XXI fue resultado de un crecimiento económico elevado, que no fue motorizado tanto por un crecimiento del consumo del sector industrial sino preponderantemente por los sectores residencial y comercial en su demanda de diversos productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico en que se ha desenvuelto la economía argentina desde 2011, redujo las tasas de crecimiento del consumo energético que se habían mostrado importantes y por sobre la media histórica entre 2003 y 2011, incluidos por los bajos niveles tarifarios que probaron ser insostenibles para la economía argentina.

La elasticidad del consumo energético con relación al PBI en los últimos dos ciclos político-económicos es menor a décadas anteriores. Las restricciones a la demanda energética por insuficiente suministro, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta doméstica, tuvieron impacto en la economía y en el sector industrial en particular. Si a futuro el desarrollo industrial se verificara, la necesidad de abastecimiento energético será creciente.

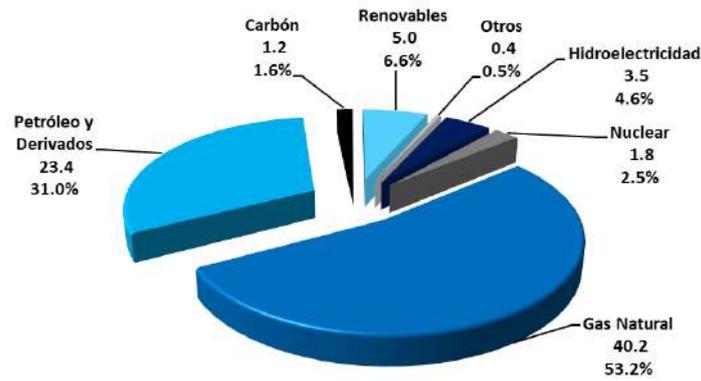
PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2018	2.4%	2.7%	1.13
1959-1969	4.6%	5.7%	1.24
1970-1981	1.6%	3.1%	1.94
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.67
1990-2001	3.4%	3.1%	0.91
2002-2019	3.1%	0.8%	0.26

Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben a problemas en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento de la demanda del segmento residencial-comercial en un contexto de recuperación industrial de pequeña y mediana relevancia más que grandes consumidores energéticos.

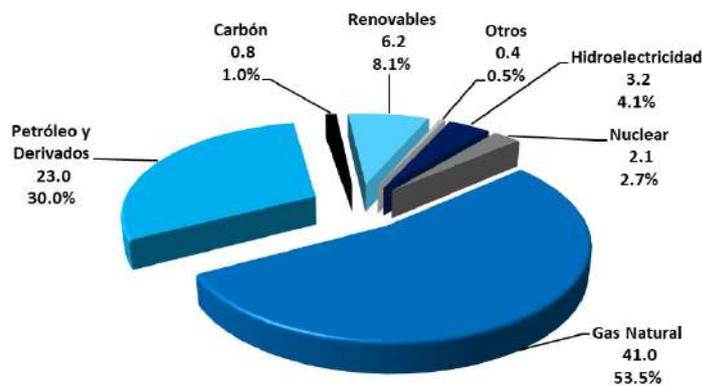


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos, con 86.8% en 2016, 86.5% en 2017, y 85.8% en 2018 y 84.6% en 2019 por el avance de plantas de generación renovables. Este porcentaje de fuentes de origen fósil se ha reducido levemente en los últimos años por la obligación impuesta a los refinadores que abastecen combustibles, de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en su producción de combustibles fósiles como gas oil y naftas.

CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2018 (75.5 Millones TEP)

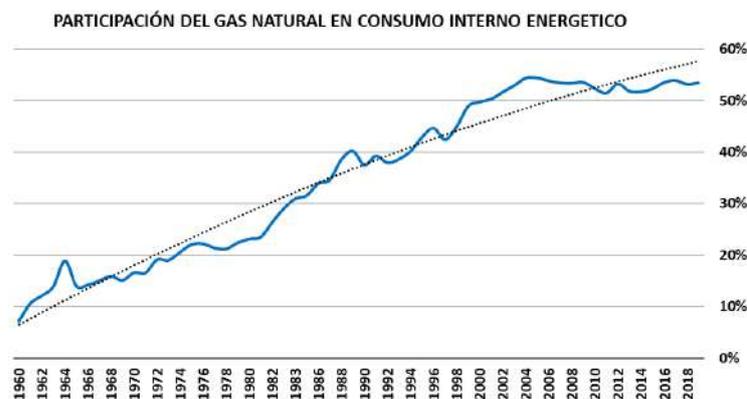


ESTIMACIÓN PRELIMINAR CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2019 (76.6 Millones TEP)



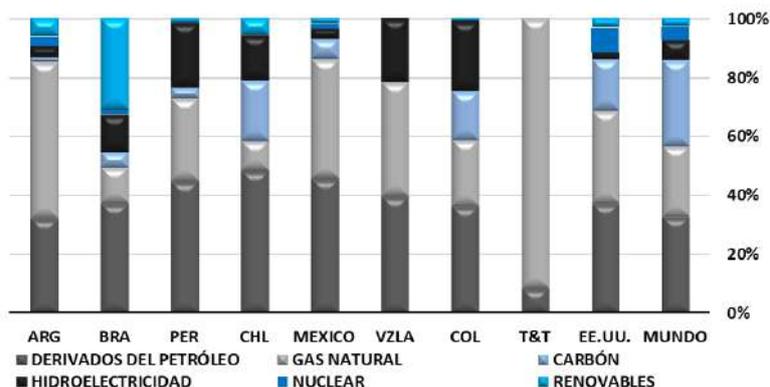
La característica estructural de tan alta dependencia de derivados del petróleo y del gas natural se da usualmente en pocos países, fundamentalmente en aquellos que poseen grandes reservas de petróleo y gas. Si bien la Argentina no posee grandes reservas convencionales de petróleo y gas natural con relación a su demanda interna, posee potencial relevante en recursos no convencionales de gas y petróleo. Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad de modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo, pese a lo cual la actual Administración se ha fijado objetivos ambiciosos de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento energético.

La elevada dependencia del gas natural - 47,2% en 2019 -, fluctúa anualmente en función de las cantidades importadas de gas natural, de gas natural licuado (“GNL”) y de producción local para satisfacer la demanda. A pesar de la mayor producción local que se manifestó plenamente en el invierno de 2018 y especialmente en 2019, y de las importaciones de gas y GNL desde Bolivia, la demanda potencial de gas natural se encuentra parcialmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y en el segmento de generación termoeléctrica.



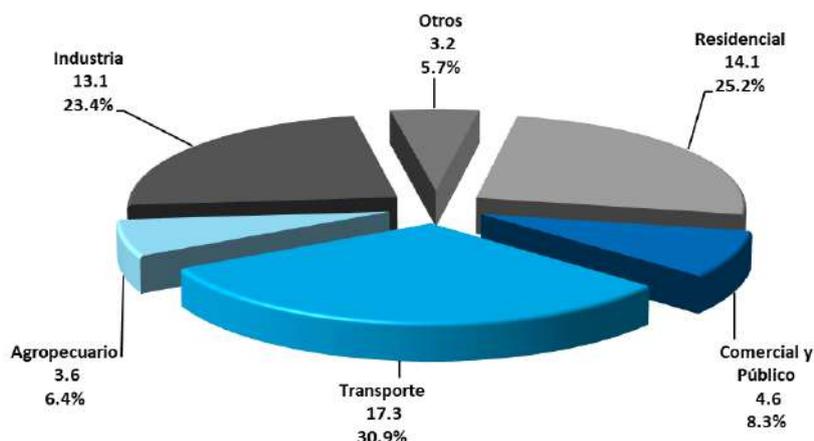
Los países de la región no poseen una estructura tan sesgada a los hidrocarburos, aunque sí en el promedio mundial y en Estados Unidos, por ejemplo.

CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA



El Consumo Energético Final en la Argentina – neto de pérdidas y de transformación - se distribuye en forma equilibrada entre transporte, segmento industrial y residencial/comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.

ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2018 (Millones tep)



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina: (i) estructura atípicamente sesgada hacia el Petróleo y Gas, que es solo característica de los grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de GNL de África, o Venezuela; y (ii) la particularidad que aproximadamente el 47,2 % del consumo primario interno de energía, se basa en gas natural con una penetración en el consumo – a pesar de las restricciones a la demanda potencial de este producto energético en invierno, que llevan a la sustitución por otros combustibles en generación eléctrica, y a restricciones directas a la demanda industrial en algunas ramas industriales -, superada por pocos países que tienen grandes producciones excedentes de gas natural.

En adición a lo expuesto, se destacan las siguientes características:

- Tendencia de recuperación en la oferta energética local en consonancia con el mantenimiento de la tendencia de estancamiento de la demanda interna, que en 2018 y 2019 mitigó los problemas de insatisfacción a la demanda -, ya que el incremento de inversiones de los últimos años permitió una mejora en el abastecimiento por mayor oferta interna.
- Demanda menor a la tendencia histórica en todos los segmentos tanto en gas natural como en energía eléctrica, por el ajuste considerable de tarifas finales a los consumidores, generando que las tasas de crecimiento del consumo energético de estos segmentos sean ahora menores a las históricas debido al mayor peso relativo en el consumo general de los consumidores. Un nuevo congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesto desde diciembre 2019 podría volver a revertir esta tendencia acercándola parcialmente a lo experimentado entre 2002 y 2015.

Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

Esta Sección analiza la situación y perspectivas de la oferta y demanda eléctrica, principalmente en lo vinculado a un consumidor industrial.

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes períodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas imperantes para satisfacer la demanda de energía eléctrica.

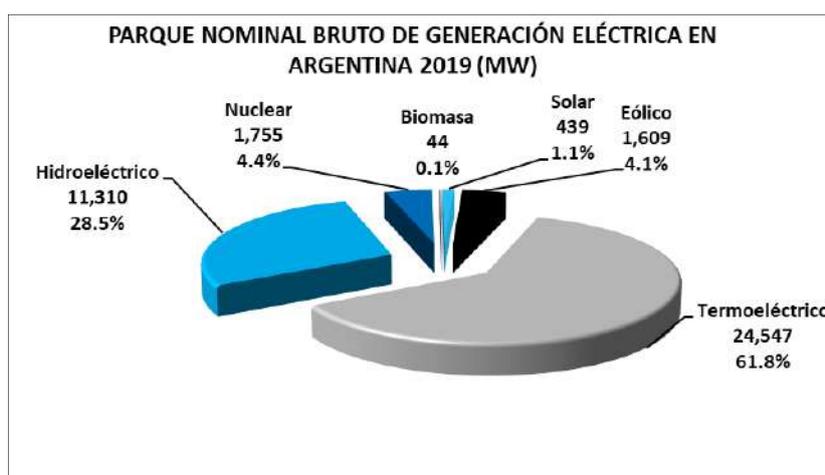
Si bien CAMMESA reporta que existen 39.704 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a diciembre de 2019 – un incremento neto de 1.166 MW o 3.0% respecto a 2018 en la disponibilidad nominal, que al ser en gran parte equipamiento nuevo, posee disponibilidad efectiva -, la potencia disponible operativa en el verano 2019/2020 se encuentra en torno a 33.000 MW incluyendo una reserva rotante del orden de 1.800 MW, según estimaciones. La diferencia entre la potencia nominal y la efectiva a fin de 2019 se debe a que algunas unidades poseen restricciones por insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar el rendimiento nominal, pero principalmente porque un número de unidades de generación térmica se encuentran recurrentemente en mantenimiento, o limitadas por cuestiones técnicas. También debe considerarse que las unidades renovables no despachan su potencia nominal todas las horas, sino que responden a parámetros erráticos.

Asimismo, CAMMESA reporta como potencia nominal a mediados de 2020 un total 40.212 MW de potencia instalada.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se incorporó una cantidad importante de unidades pequeñas de motores y unidades TG en respuesta a la contratación lanzada por la Resolución de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica 21/2016, en 2019 comenzaron a incorporarse cierres de ciclos combinados o unidades TV en ciclos de cogeneración como el de CT Renova.

En 2019 ingresaron unidades TG por solo 159 MW comparado con 1.207 MW ingresados en 2018. Adicionalmente se incorporaron 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW incorporados en 2018, y 1.128 MW en unidades renovables comparado con 709 MW en 2018, principalmente eólicas. No hubo incorporación de potencia nuclear, y la disponibilidad de centrales hidroeléctricas mejoró en 22 MW.

Hasta mediados del año 2020 se incorporaron aproximadamente 544 MW de potencia de origen renovable, mientras que la potencia térmica se mantuvo igual o con leves reducciones.



Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares, debido a su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Las recurrentes crisis fiscales del Estado obligan a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos. Por esta razón, sucesivos gobiernos optan por favorecer la incorporación de unidades de generación termoelectrica de menor monto de inversión y plazo más corto de incorporación, aunque requiriendo el consumo de combustibles líquidos y gaseosos. Como usualmente la producción de estos combustibles existió en forma previsible y creciente en la Argentina – como vuelve a suceder actualmente tras la confirmación de la explotación comercial de tight y shale

gas -, su provisión no representaba necesariamente un inconveniente restrictivo en el pasado. No obstante, esta política de incorporación de generación termoeléctrica encontró crecientes restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local, en particular gas natural.

La crisis económica de 2002 aceleró aún más el vuelco a centrales termoeléctricas dado su menor monto de inversión nominal y menor plazo de puesta en operación. Durante la etapa de iniciativa e inversión privada tras la transformación del sector eléctrico en la década del 90, los inversores privados concentraron sus decisiones en generación termoeléctrica, casi sin excepción. Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la oferta en generación termoeléctrica. También el Estado reanudó en el 2004 las obras de la central hidroeléctrica Yacyretá, que a la fecha del presente Prospecto fue completada – aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos -, y de la central nuclear Atucha II que estaba suspendida desde la década del 80 y fue completada por la Administración entre 2002 y 2015.

La administración del anterior presidente Macri entre 2016 y 2019 lanzó un programa agresivo de contratación de nueva potencia y generación, tanto de fuente termoeléctrica como también de fuentes renovables. La incorporación de oferta se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía para el caso de unidades térmicas, y de compra de la energía disponible en el caso de unidades de generación eólica, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Los datos de las tablas siguientes destacan la oferta instalada nominal de generación de cualquier origen, localizadas en el territorio nacional, independiente del hecho de estar vinculadas en un mismo sistema eléctrico o no. Desde febrero 2006 los datos del Sistema Patagónico se reportan dentro del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), cuyos valores se encuentran incluidos en la tabla siguiente. Hasta febrero de 2006, las unidades de generación de la Patagonia se encontraban desvinculadas del SADI, y el detalle puede verse en la tabla siguiente.

Potencia Nominal Bruta Instalada Sistema Patagónico

POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)					
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA PATAGÓNICO					
AÑO	TÉRMICO			HIDROELÉCTRICO	TOTAL OFERTA NOMINAL GENERACIÓN
	TG	CC	SUBTOTAL		
1992	254	0	254	540	794
1993	254	0	254	540	794
1994	254	0	254	540	794
1995	255	0	255	494	749
1996	331	0	331	494	825
1997	322	0	322	494	816
1998	322	0	322	519	841
1999	317	0	317	519	836
2000	258	0	258	519	777
2001	258	68	326	519	845
2002	196	63	259	519	778
2003	196	63	259	519	778
2004	196	63	259	519	778
2005	196	63	259	519	778

En el crecimiento de la potencia instalada nominal de las últimas décadas predominan las unidades de generación termoeléctrica. El abastecimiento efectivo de la demanda estuvo signado por la oferta termoeléctrica, influida por periodos de mayor aporte hidroeléctrico. La oferta hidráulica creció en 25 años por la incorporación paulatina de las centrales Yacyretá, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú. La oferta termoeléctrica creció 275% desde 1992, año a partir del cual se desreguló el sistema eléctrico, con periodos de fuerte aceleración, y el parque hidroeléctrico nominal un 81% y nuclear 75%.

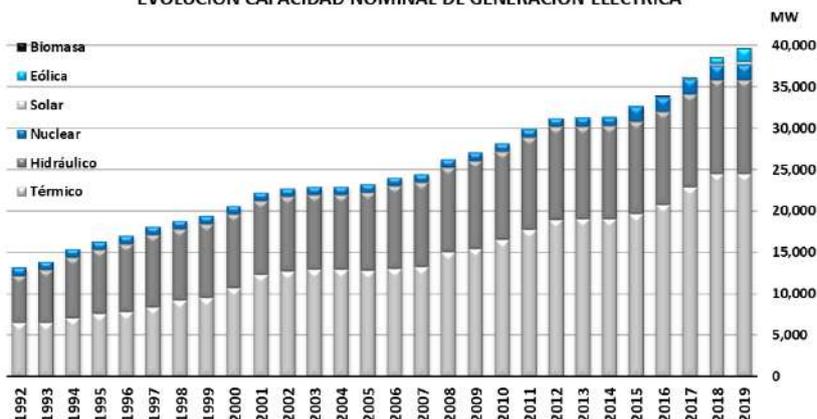
Potencia Nominal Bruta Instalada Sistema Integrado

POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)											
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA INTEGRADO											
AÑO	TÉRMICO					HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL OFERTA NOMINAL GENERACIÓN
	TV	TG	DI	CC	SUBTOTAL						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005				13,990
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005				15,446
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005				16,332
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005				17,109
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005				18,202
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005				18,899
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005				19,512
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005				20,719
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005				22,344
2002	4,515	2,022	4	6,271	12,812	9,021	1,005				22,838
2003	4,515	2,138	4	6,296	12,953	9,021	1,005				22,979
2004	4,526	2,098	4	6,299	12,927	9,100	1,005				23,032
2005	4,496	2,083	4	6,299	12,882	9,415	1,005				23,302
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005				24,108
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,245	10,226	1,005				24,476
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,065	10,233	1,005				26,303
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,524	10,604	1,005				27,133
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,624	10,604	1,005				28,233
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	7	29,942
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	109	31,320
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	162	31,447
2014	4,451	4,035	1,415	9,191	19,092	11,178	1,010		8	187	31,475
2015	4,451	4,595	1,415	9,227	19,688	11,178	1,755		8	187	32,816
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,763	11,240	1,755	17	8	187	33,970
2017	4,451	6,030	2,009	10,436	22,927	11,243	1,755	22	8	227	36,181
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	750	38,538
2019	4,253	7,396	1,653	11,245	24,547	11,310	1,755	44	439	1,609	39,704

Capacidad Nominal de Generación

La potencia instalada nominal está concentrada en generación termoeléctrica, aunque el nivel de indisponibilidad de la misma es relativamente elevado en relación a otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear. Una cantidad no menor de unidades de potencia termoeléctrica muestra indisponibilidad de forma recurrente y no se encuentran en condiciones de generar, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible.

EVOLUCIÓN CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

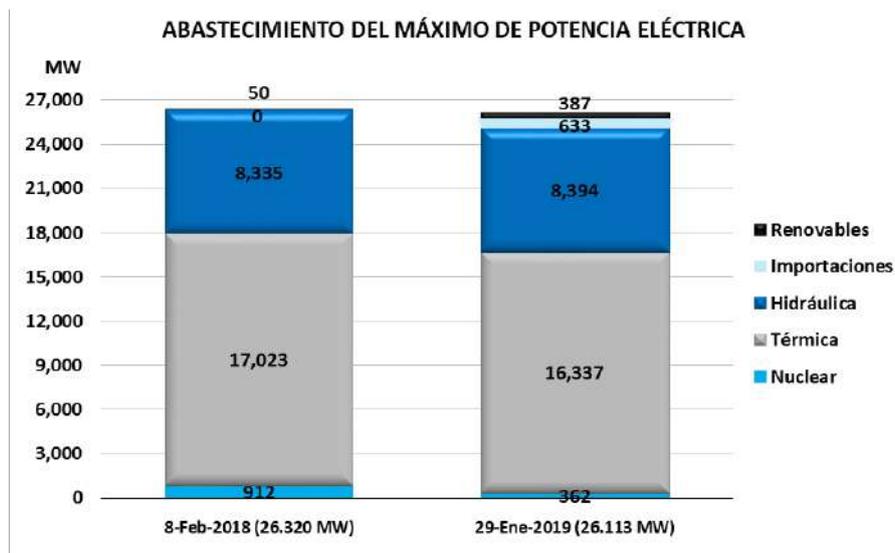


CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - MAYO 2019												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS	TOTAL	%
CUYO	120	87	413	40	660	0	1,129	194			1,983	5.0%
COMAHUE	0	501	1,487	81	2,069	0	4,769		153		6,991	17.6%
NOA	261	999	1,472	363	3,095	0	220	185	58	5	3,563	9.0%
CENTRO	2	826	534	45	1,407	648	918	61	86	7	3,127	7.9%
GBA-LIT-BAS	3,870	4,701	7,039	820	16,430	1,107	945		504	32	19,018	47.9%
NEA	0	12	0	304	316	0	2,745				3,061	7.7%
PATAGONIA	0	271	301	0	572	0	585		807		1,964	4.9%
MÓVIL				0	0						0	0.0%
TOTAL	4,253	7,397	11,246	1,653	24,549	1,755	11,311	440	1,608	44	39,707	100.0%
% TÉRMICOS	17.3%	30.1%	45.8%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					61.8%	4.4%	28.5%	1.1%	4.1%	0.1%	100.0%	

Se estimó que al fin de 2019 la potencia efectiva disponible – que es menor a la nominal declarada por las razones ya citadas - llegó al orden de 33.000 MW incluyendo reserva rotante de 1.800 MW -, que no requirió ser utilizada en toda su magnitud debido a una demanda acotada en 2019 al igual que en 2018, y la potencia disponible pudo satisfacer la demanda. En febrero de 2018 se batió el récord de demanda de potencia para un día hábil con 26.320 MW, sin modificaciones hasta la fecha.

EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
<i>Sábado</i>	25-feb-17	22,390	30-dic-17	22,543	0.7%	153
<i>Domingo</i>	27-dic-15	21,973	28-feb-17	22,346	1.7%	373
<i>Día Hábil</i>	24-feb-17	25,628	8-feb-18	26,320	2.7%	692
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
<i>Sábado</i>	18-ene-14	477.9	30-dic-17	478.4	0.1%	0.5
<i>Domingo</i>	27-dic-15	432.9	26-feb-17	437.6	1.1%	4.7
<i>Día Hábil</i>	8-feb-18	543.0	29-ene-19	544.4	0.3%	1.4

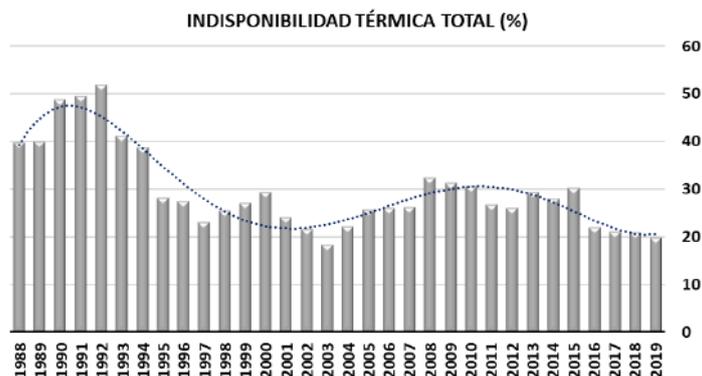
Hasta mediados del año 2020, la demanda máxima de potencia eléctrica no supera aun los registros de 2018, y el excedente de capacidad de generación es más holgado con gran protagonismo del parque termoeléctrico que alcanzó un máximo de 16.337 MW, comparado con 17.023 MW del día récord del 8 de febrero de 2018.



Aun en los inviernos en que la disponibilidad de potencia termoeléctrica es algo afectada por la menor disponibilidad de gas, podría pensarse en situaciones de estrechez de oferta eléctrica. Sin embargo, durante el invierno 2019 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica que se acentuó tras el programa de inversiones desde 2016, modificó la situación. La adecuada remuneración de potencia disponible es un factor relevante para esta disponibilidad que asegura garantía de abastecimiento.

DISPONIBILIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA 29-7-2019 (MW)	
Demanda Potencia Máxima	20,811
Reserva Rotante (7.2%)	1,498
Reserva Térmica	9,292
TV	3,117
TG	4,872
Ciclos Combinados	71
Motores	1,232
Reserva sin Combustible	947
TV	155
TG	753
Ciclos Combinados	39
Reserva Hidroeléctrica	790
TOTAL DISPONIBLE POTENCIAL	33,338

La reducción de la indisponibilidad termoeléctrica también mejoró, ya que los generadores invirtieron para mantener el parque en condiciones de disponibilidad y así recibir pagos por la misma. No obstante, es probable que esta indisponibilidad del 20% alcanzada durante 2019 esté logrando un piso.



El incremento de potencia disponible efectiva mejoró sensiblemente en los últimos tres años y continuará en 2020 y 2021 con las centrales en construcción, tras incrementos de remuneración a generadores eléctricos que aceleraron las reparaciones de unidades que estaban recurrentemente indisponibles, en adición a las incorporaciones citadas anteriormente. Las empresas del Grupo Albanesi continuaron invirtiendo en varias centrales con el cumplimiento de incorporación de potencia en general en plazos convenidos con nuevas unidades en proceso de ingreso al Sistema Eléctrico Nacional en próximos meses.

La nueva capacidad de generación incorporada en 2019 respondió en parte mínima a la licitación pública internacional convocada por la Resolución 21/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del MEyM, en el que el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de ofertas por 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21/2016 ya se encuentran completadas. El Grupo Albanesi participó activamente con las siguientes centrales:

- La CTE de GEMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y en febrero 2018 con una tercera turbina de 50 MW.
- La CTI de GEMSA obtuvo en agosto 2017 la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW, y en febrero 2018 con una segunda turbina de la misma potencia.
- La CTR de GEMSA obtuvo habilitación comercial en mayo 2017 para una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW, adicionales a los 40 MW existentes.
- La CTMM de GEMSA incorporó en julio 2017 100 MW de potencia nominal, que se agregan a los 250 MW existentes.
- En CTR se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW a la turbina a gas de 130 MW existente. La habilitación comercial se obtuvo en agosto 2018.

Adicionalmente, diferentes empresas del Grupo Albanesi fueron adjudicadas con contratos a término con CAMMESA para expandir su potencia en los próximos años. En el marco de la licitación pública internacional para cierre de ciclo combinado y cogeneración eléctrica convocada la Resolución 287-E/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del MEyM, el Grupo Albanesi resultó adjudicado con 2 proyectos para instalar 283 MW de nueva capacidad que se encuentran en proceso de ingreso, al igual que otras unidades de diferentes empresas. Albanesi participa con las siguientes centrales:

- Cierre de Ciclo por 129 MW en la CTMM, en Córdoba
- Cierre de Ciclo por 154 MW en la CTE, en Buenos Aires

Infraestructura Eléctrica

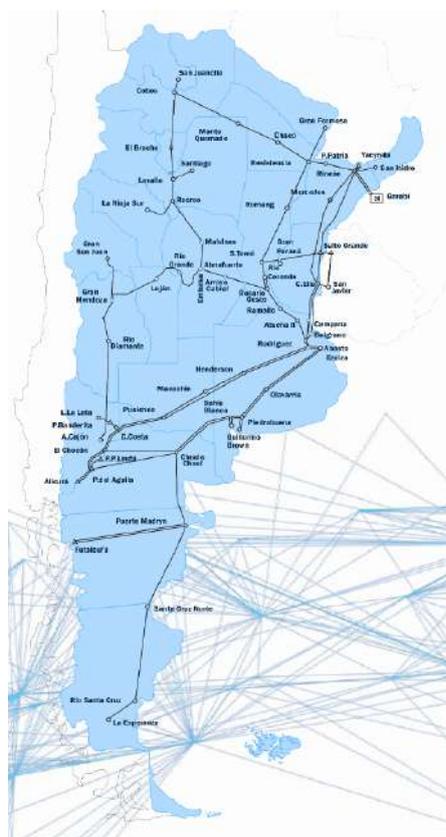
Existen tres grandes centros de oferta de generación eléctrica en la Argentina:

- Ciudad de Buenos Aires-GBA-Litoral (en Litoral se incluye Salto Grande)
- Comahue
- NEA

Históricamente, la oferta y la demanda eléctrica estaban vinculados por un sistema radial hacia Buenos Aires, con riesgos de inestabilidad en diversas regiones de reciente crecimiento de demanda con generación local insuficiente,

Como por ejemplo Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA. Durante la Administración del 2002 al 2015 se realizaron grandes inversiones en una sustancial expansión del sistema de transmisión eléctrico en 500 kV con un tendido periférico de líneas de extra alta tensión en 550 kV que posiblemente no posean razonabilidad económica inmediata pero que sí la tendrán en el largo plazo:

- NOA-NEA
- Nueva línea Litoral-Buenos Aires
- Comahue-Cuyo
- Patagonia Sur



Durante los años 2015 - 2019 no se realizaron nuevas líneas de transmisión eléctrica de alta tensión. El black out general acontecido el 16 de junio de 2019 dejó a todo el país sin suministro eléctrico, en una situación sin precedentes. Es probable que la administración actual se enfoque en la construcción de algunas líneas de transmisión que se intentaron licitar en 2019, pero que debido a la crisis financiera en la que se encuentra la Argentina no prosperaron. Es necesario construir algunas centrales que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje de la región Centro-Litoral-GBA, además de algunas menores. También varias unidades de generación renovable no podrán despachar por la insuficiente capacidad de líneas de donde se encuentran localizadas.

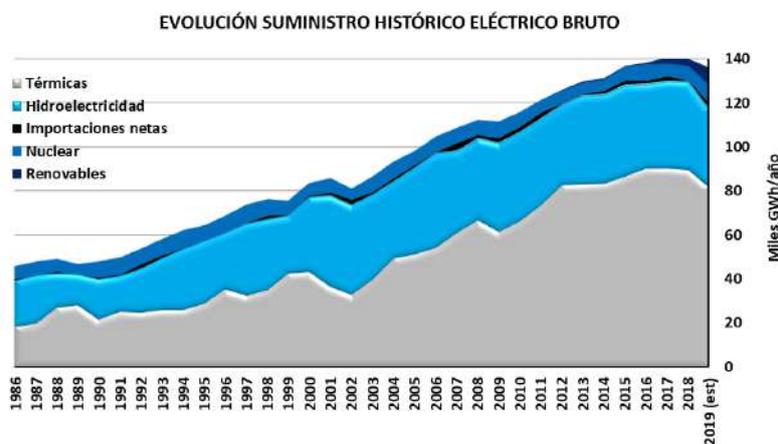
El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 35.6% en el período 1992 a 2001, en que se instrumentó una transformación profunda del sector eléctrico. No obstante, luego del desaceleramiento pronunciado tras la interrupción del régimen contractual y regulatorio de 2002, la crisis eléctrica de 2007 motorizó diversos proyectos de generación con fuerte intervención y financiamiento estatal. Es importante señalar que existió incorporación relevante de potencia de generación en el período 2002-2015 – en especial desde 2008 - que constituye el 39.3% del total incorporado desde 1992, con inversiones de fondos estatales sin dinamismo relevante del capital privado a excepción de los programas de Energía Distribuida, y

renovables en los que efectivamente participa la inversión privada. En el breve lapso entre los años 2016 y 2019, la potencia nominal instalada incorporada fue de 6.888 MW, lo que representa el 26.9% del total adicionado desde 1992.

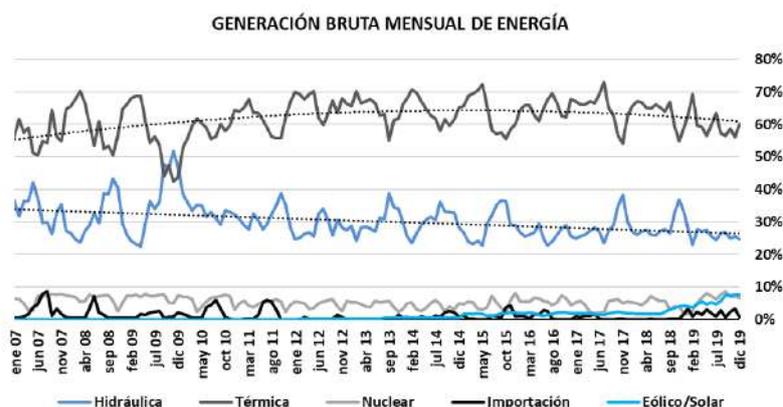
INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2019	17,752	5,049	750	44	2,048	25,643	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	35.6%
2002-2015	6,948	1,734	750	0	195	9,627	37.5%
2016-Sep 19	4,859	132	0	44	1,853	6,888	26.9%

Tanto en el período de libertad de mercado – de 1992 a 2001 – como de intervención en el mercado - desde 2002 a 2015 -, y durante los años 2016 a 2019 con contratos celebrados con CAMMESA, la expansión de la industria eléctrica se concentró en generación termoeléctrica. Es en estos últimos dos años que se gesta la incorporación futura de grandes cantidades de potencia de unidades de fuentes renovables. En 2018 y 2019 irrumpieron las fuentes de origen renovables, de importante proyección de incorporación para 2020-2021.

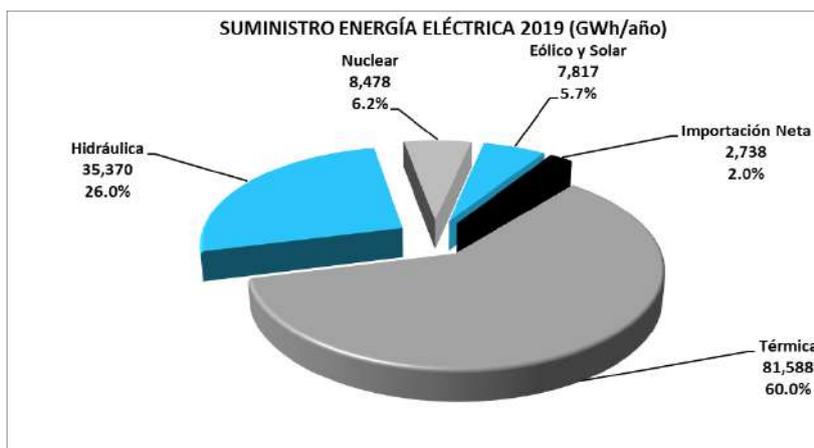
La demanda bruta de electricidad – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación en generación rotante – ha visto crecer el suministro termoeléctrico en forma notoria en las últimas décadas, acompañado con un suave incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la CH Yacuyretá en paulatino incremento de su cota de generación desde el 2006.



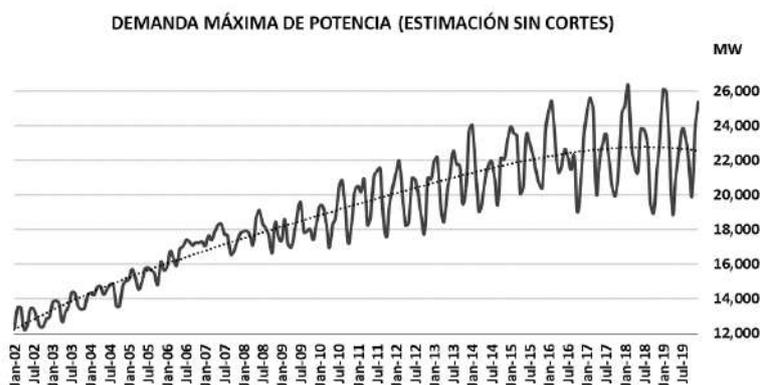
La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el Noreste, o de lluvias y nieve en las regiones del Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida.



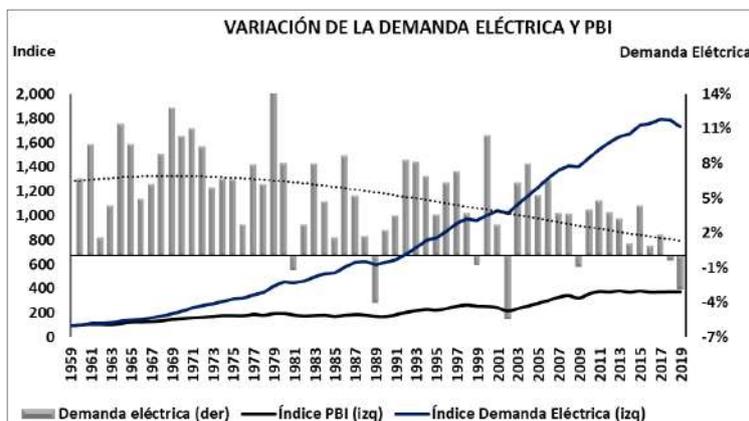
La excelente participación del sector hidroeléctrico alcanzada entre el invierno 2009 e inicios de 2010 – con participación de hasta el 50% -, debe ser considerada como una situación muy favorable para la Argentina al minimizarse la importación de combustibles para generación térmica, que no se repitió desde entonces con sequías pronunciadas que encarecieron el suministro eléctrico. El 2017 y 2018 tuvieron buen nivel de generación hidroeléctrica, reduciéndose considerablemente en 2019 con una contracción de 11.5%.

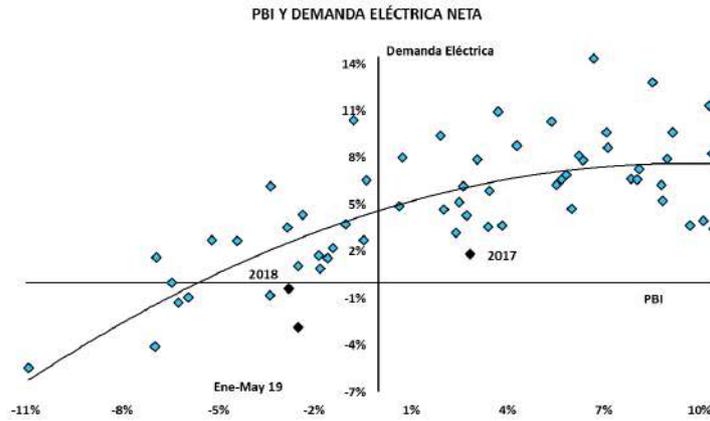


La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2019 un desaceleramiento de su tendencia al crecimiento, con un agravamiento en 2019 en parte influido por temperaturas invernales moderadas. La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en periodos de caída de la economía como el 2016, 2018, y 2019 con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico.



La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica cae relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas mayores al PBI.

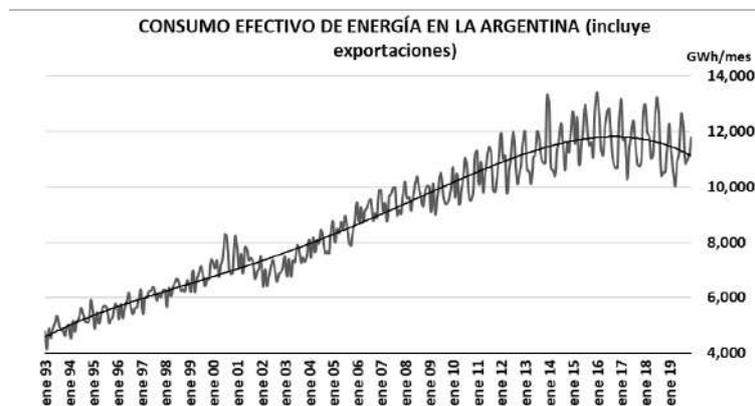




CAMMESA divide a la Argentina en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socio-económicas y de la integración de cada subsistema eléctrico.

La demanda se concentra en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que reúne el 61.4% de la demanda eléctrica total del país en 2019. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como Noroeste, Comahue y Patagonia son superiores al resto de las regiones del país y la demanda de CABA-Gran Buenos Aires se encuentra influenciada por los reajustes tarifarios, los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro.

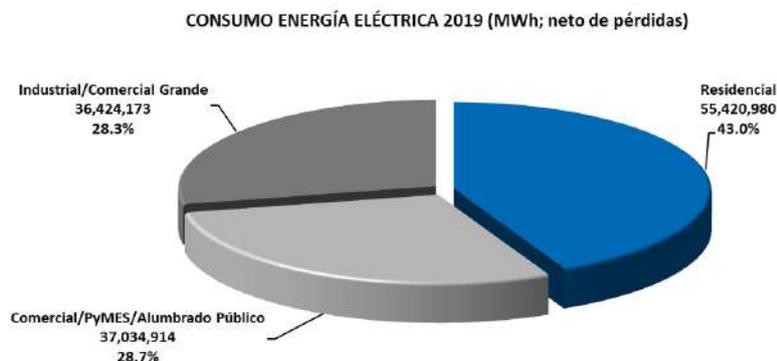
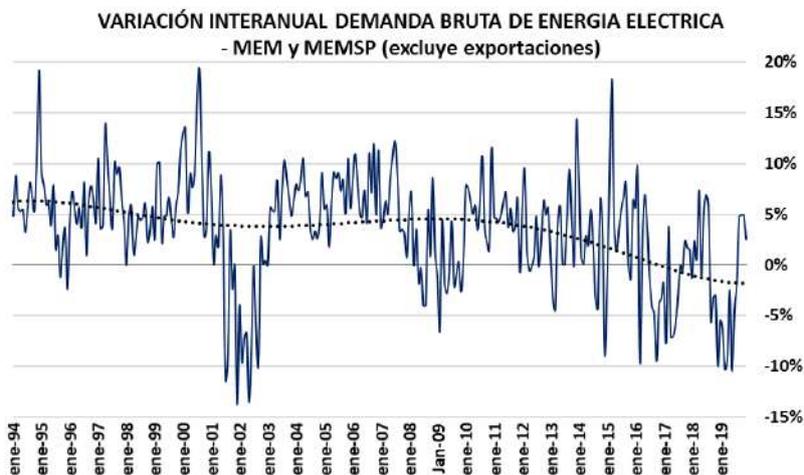
La demanda de energía bruta – considerando pérdidas en distribución y transmisión, consumo propio en generación térmica y nuclear, y pequeñas exportaciones a Uruguay y Brasil -, registró un leve incremento de 0.5% en 2018, tras la reducción de -2.4% de 2017. En 2017 y debido a la expansión económica de 2.8% de ese año, la demanda eléctrica se incrementó 1.8% por la influencia de ajustes tarifarios, pero especialmente por el moderado verano 2016/2017 y temperaturas superiores a las normales en invierno 2018. En 2019 se registró una caída anual de -2.9% que fue aún superior en meses de invierno ya que las temperaturas fueron moderadas respecto a 2018. La mayor temperatura de fin de 2019 acentuó el incremento de demanda respecto a la moderada temperatura de fin de 2018. El estancamiento económico impacta en el ritmo de incremento de demanda junto a los reajustes tarifarios, previéndose que las tasas de crecimiento volverán a ser similares a las históricas cuando la economía retome una senda de crecimiento sostenido.



La reducción de la demanda de energía puede advertirse en la evolución del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, e incipiente recuperación posterior.



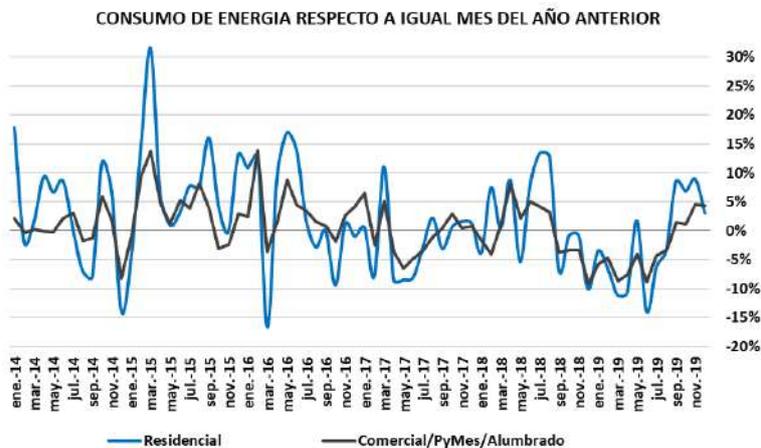
Un análisis interanual directo – a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para ver los cambios de tendencia inercial – muestra tasas de crecimiento de 5 a 10% durante el 2010 e inicios de 2011, con abrupta desaceleración incluyendo valores negativos en 2012 e inicios de 2013, retomando alto crecimiento tras el invierno 2012. Diciembre 2013 y enero 2014 muestran reacciones favorables de la demanda residencial y comercial ante la ola de calor que afectó a la zona central de la Argentina en dichos períodos, que en diciembre 2014 se revirtió con una fuerte caída de demanda al normalizarse las temperaturas. Desde fines de 2015, la actividad económica muestra caídas y en especial en el sector industrial que es muy importante en el consumo total de electricidad. En 2017 la actividad industrial se recuperó, y la demanda bruta anual de energía mostró una expansión moderada de 1.8%. En 2018, la recesión económica y las temperaturas moderadas de noviembre y diciembre afectaron la demanda de los últimos meses de dicho año, finalizando con una contracción de -0.4%.



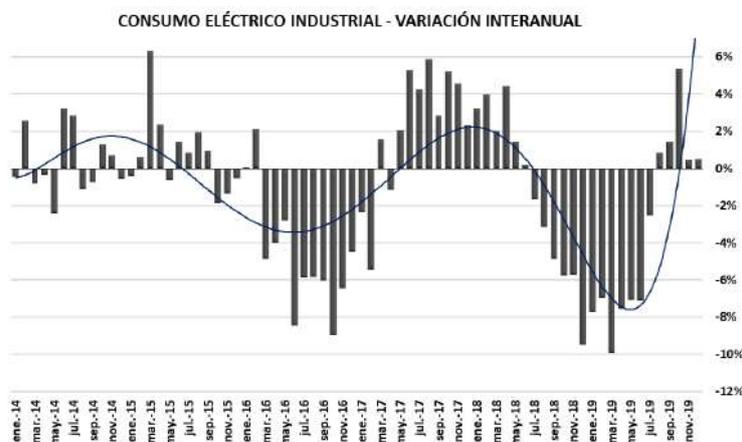
En 2019 se produjo una fuerte reducción de -2.9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica residencial redujo su demanda en -2.9% en 2019 tras expansión de 2.0% en 2018, influida por las temperaturas de invierno y verano. En 2017 la demanda eléctrica de este segmento se había reducido -

2.0% por efecto de ajustes tarifarios y temperaturas moderadas en verano e invierno, tras 3.0% en 2016 respecto a 2015, un registro mayor al 2.1% del recesivo 2014 respecto al 2013, pero inferior al 7.7% del 2015.

El segmento de demanda eléctrica comercial creció 3.2% en 2016 respecto a 2015, mayor al 0.2% de 2014, e inferior al 3.8% del 2015. En 2017, este segmento se redujo -0.4% y en 2018 otro -0.4%. En 2019 la tendencia se acentuó a -3.1%. Probablemente los ajustes tarifarios iniciados en febrero 2016 en energía eléctrica – seguidos de ajustes en el sector del gas natural en abril 2016 -, afectan en parte a la demanda de consumidores.



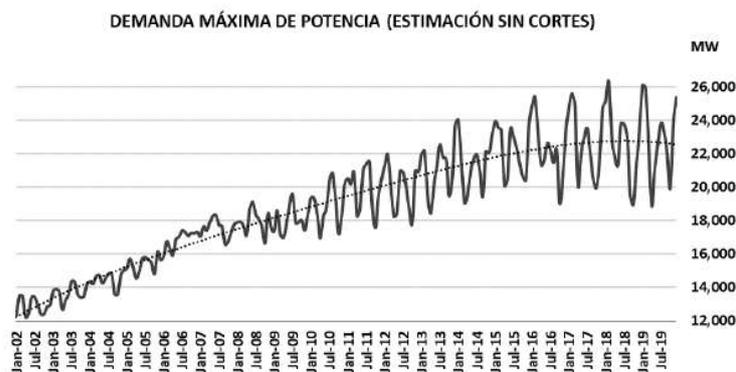
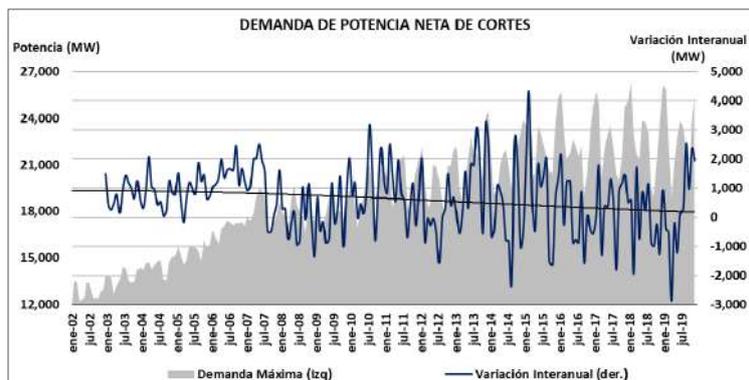
La caída de actividad industrial finalizó a inicios de 2017 y el incremento de actividad se extendió hasta inicios de 2018, momento en que nuevamente se inició una contracción relevante. En 2016 el segmento industrial había mostrado reducción de demanda eléctrica de -4.7% tras un modesto incremento de 0.8% en 2015. En 2017 la reactivación industrial arrojó un aumento de demanda eléctrica de 2.0% en tanto 2018 finalizaría con -1.3% con guarismos interanuales muy negativos de -5.8% y -9.7% en noviembre y diciembre 2018. En 2019 la tendencia recesiva se acentuó hasta mitad de año, con una contracción anual de -3.5%, resaltándose la recuperación de algunos meses.



El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000 aumentó la necesidad de abastecimiento de combustibles para las centrales térmicas de generación. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en horas de la noche de invierno, o de la tarde en verano. A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos al segmento residencial y comercial, el Gobierno del ex presidente Macri estableció un sistema de cortes de suministro consensuados con grandes industrias, tal como sucedió en los inviernos de 2010 y 2011 – sin llegar a los niveles extraordinarios de cortes que sucedieron durante el invierno 2007 –. En 2013 fueron necesarias reducciones de abastecimiento de la demanda industrial, especialmente en diciembre, para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero de 2014. Ni en el verano 2015 ni en invierno de ese año fue necesario imponer restricciones significativas a consumidores industriales para abastecer la demanda residencial/comercial de electricidad, aunque sí se produjeron cortes forzados a la demanda por inconvenientes considerables de distribución eléctrica.

En febrero de 2016 la elevada demanda eléctrica por altas temperaturas llevó a cortes programados e intempestivos de demanda que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se amortiguó y no superó la disponibilidad del sistema al contarse con mayor oferta disponible y con temperaturas moderadas. En

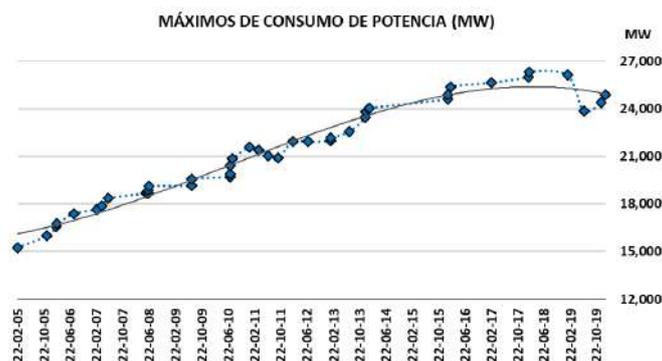
febrero de 2018 se superó el récord de demanda de potencia, atendido sin mayores contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de realizar importaciones. En el inicio de 2019, un día de temperaturas elevadas impulsó demanda elevada de potencia, atendida con reservas suficientes.



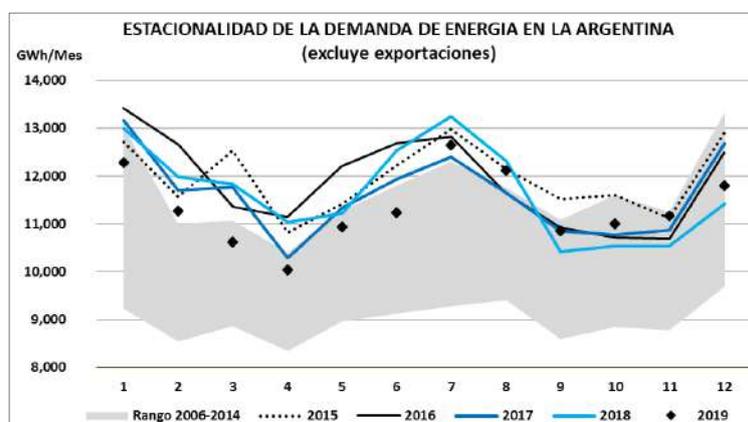
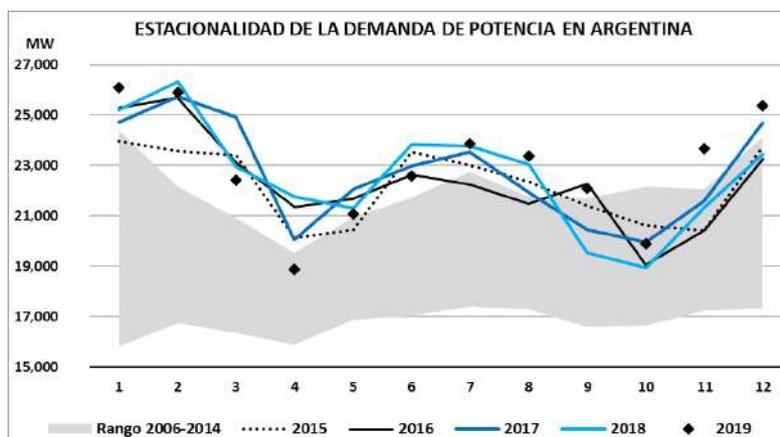
En ningún invierno del 2015 al 2019 se marcaron registros máximos de potencia, por las temperaturas templadas que incidieron en la demanda en 2015, recesión económica en 2016, invierno inusualmente templado en 2017, invierno frío en 2018 con recesión económica, e invierno templado 2019.

En el verano 2017 se marcó un récord con altas temperaturas en Buenos Aires, registrándose el récord de consumo de potencia con 25.628 MW y 526 GWh el 24 de febrero de 2017. El 8 de febrero de 2018 se alcanzó el récord actual de demanda de potencia con 26.320 MW. Este récord permanece vigente hasta la fecha de publicación del presente Prospecto.





Al igual que en el gas natural, la estacionalidad de la demanda eléctrica – tanto de energía como de potencia – influye en necesidades de inversión, que se dimensionan para atender máximos de demanda invernal y estival, generando excedentes en otros momentos del año que generan competencia en dichos períodos.



La demanda de potencia eléctrica es máxima en las horas de la tarde y noche en verano, y solo en la noche en invierno (fundamentalmente debido al uso intenso de calentadores eléctricos, ante el diferencial de costo y simplicidad con relación al gas natural).

Es importante destacar que la capacidad nominal de generación no necesariamente es la que efectivamente se encuentra disponible en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, la capacidad efectiva de generación para atender la demanda encuentra limitaciones, por lo cual el Gobierno decidió desde 2016 licitar la incorporación de unidades de generación termoeléctrica como unidades de energía renovable.

El parque de unidades TV posee varias décadas de funcionamiento y alto consumo específico, que el Gobierno desea reemplazar incorporando nuevos ciclos combinados y plantas de cogeneración - como los proyectos en que participa el Grupo Albanesi -, y suelen presentar indisponibilidad debido a mantenimientos programados y correctivos. Estimamos que pese a la existencia de 4.253 MW nominales de generación TV, solo puede contarse para despacho regular aproximadamente de 1.500 a 1.800 MW en forma simultánea y sostenida.

No obstante su obsolescencia, es probable que estas unidades continúen despachadas inclusive en forma forzada, ya que se requieren para abastecer la demanda eléctrica dentro de la Ciudad de Buenos Aires como sucedió en enero 2020, ya que no es posible instalar en forma rápida grandes líneas de transmisión eléctrica para abastecer la demanda.

Algo similar ocurre con las unidades TG en ciclo abierto, de las que por distintas causas la disponibilidad es inferior a los casi 7.400 MW de potencia nominal instalada, contando incorporaciones recientes. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de la entonces Energía Argentina S.A. – ENARSA – (hoy IEASA), en base a gas oil muestran buen nivel de operatividad – con retiros de unidades al vencer sus contratos de potencia con CAMMESA -, aunque en algunos casos con consumos específicos elevados respecto a unidades de ciclos combinados.

Los esfuerzos realizados tuvieron resultados muy favorables, aunque parece poco probable contar con todo el parque nominal a disposición en forma simultánea, por lo que deberá asumirse un porcentaje de indisponibilidad actual de 20%, si se contara al futuro con un marco de negocios que permita mantener el parque de generación por parte de las empresas.

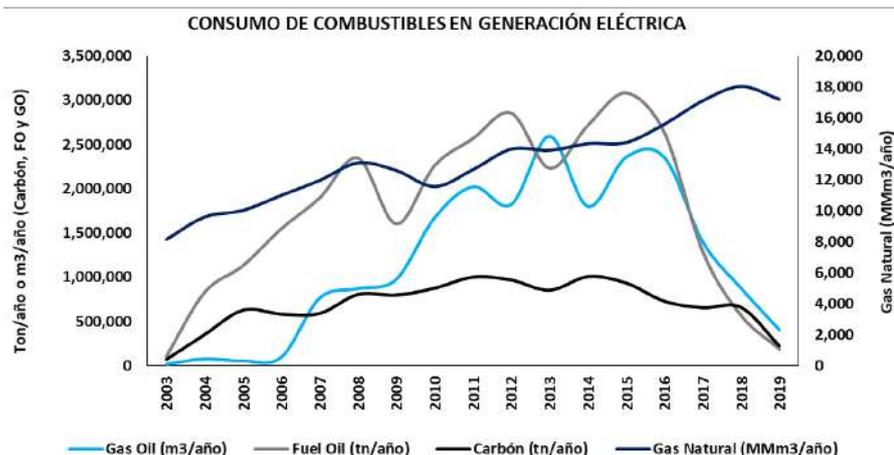
Esta variable crítica es materia de esfuerzos por parte de CAMMESA y los generadores para invertir en el buen mantenimiento de las unidades, aunque el porcentaje de indisponibilidad de largo plazo en el parque termoeléctrico ha sido históricamente del 30% con pocos años por debajo del 20%. En general el porcentaje indisponible en el parque hidroeléctrico es poco significativo, a excepción del daño existente en los turbo grupos de Yacyretá.

En las centrales nucleares la indisponibilidad histórica ha sido alta debido a mantenimientos periódicos a los que hay que someter a las unidades. La CN Embalse, luego de completar el proyecto de extensión de vida para comenzar un segundo ciclo de vida de 30 años, habiendo terminado el primero en el año 2015, alcanzó con éxito la puesta en marcha de toda su potencia recién en mayo de 2019. El parque nuclear opera con CN Atucha I y CN Atucha II, con despacho errático entre 2017 y 2019. La CN Atucha II se encuentra limitada al 60% por una falla desde noviembre 2018 que persiste hasta el momento.

La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas. Los costos y logística para importar y suministrar fuel oil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural es clave para la disponibilidad futura de unidades térmicas, en particular en aspectos logísticos y precios. En diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la nueva Resolución 12/2019 por medio de la cual: (i) derogó la Resolución de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía N° 70/2018, que autorizaba a los generadores de energía a comprar por su propia cuenta el gas que utilizan para el abastecimiento de sus plantas; y (ii) reestableció, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del art. 8 de la Resolución 95/13, que concentra en CAMMESA todas las adquisiciones y asignaciones de combustibles a las centrales termoeléctricas.

Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumieron cantidades importantes de combustibles alternativos para generar energía eléctrica con costos que en muchas ocasiones superaron 250 U\$S/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de los precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación termoeléctrica. La mayor disponibilidad de gas local con precios en fuerte reducción permite una mejora sustancial en costos de estas fuentes de generación.

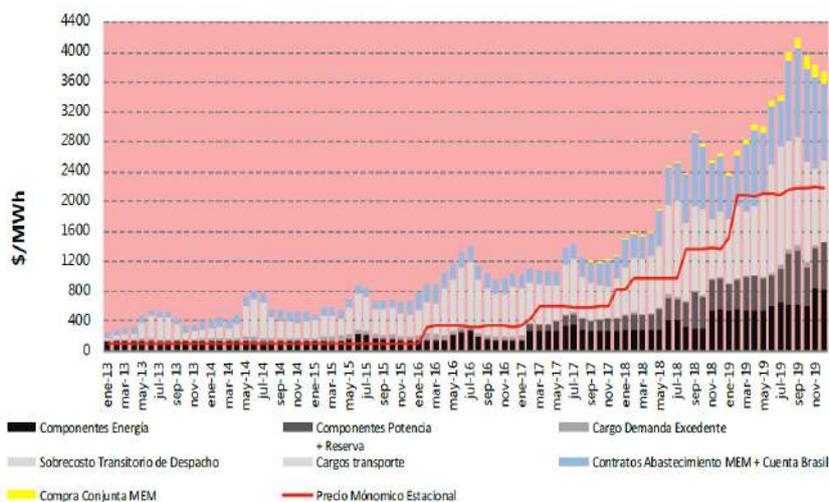
Consumo de Combustibles para Generación Eléctrica Comercial



El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada como precio efectivo en modo casi completo únicamente al segmento industrial del mercado eléctrico a partir de 2018, y en forma parcial a consumidores residenciales y comerciales a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional de la Energía desde febrero de 2016, que continuaron solo hasta mitad de 2019. La devaluación de la moneda argentina retrasó la recuperación efectiva de costos de generación en el sistema, ya que el traspaso a consumidores residenciales, comerciales y PyMEs no reflejó el incremento medido en Pesos que existe.

CAMMESA corrigió su determinación de costos de combustibles en 2016, computando ahora el verdadero costo del gas y GNL importado desde Bolivia, como también el precio del gas local incrementado en 2016. Este sinceramiento de CAMMESA con relación a la metodología que consideraba todo gas importado al mismo precio que el gas local, favoreció en 2016 y 2017 una contención de costos de generación termoeléctrica al reducirse los precios de importación de combustibles que influyen en el Sobrecosto Transitorio de Despacho.

La situación se modificó en 2018 con el incremento de precios del petróleo que impulsó los precios de GNL, del gas importado desde Bolivia y gas oil (ver gráfico de Informe Mensual diciembre 2019 de CAMMESA). Si bien el costo del gas local para generación termoeléctrica se mantuvo inicialmente en torno a un promedio general de 5 U\$/MMBTU, diferentes disposiciones de la Secretaría de Energía incidieron en la reducción del mismo desde agosto hasta diciembre 2018 y con mayor impacto durante todo 2019 y aún más en enero 2020, con valores que se consideran por debajo de los costos de desarrollo.

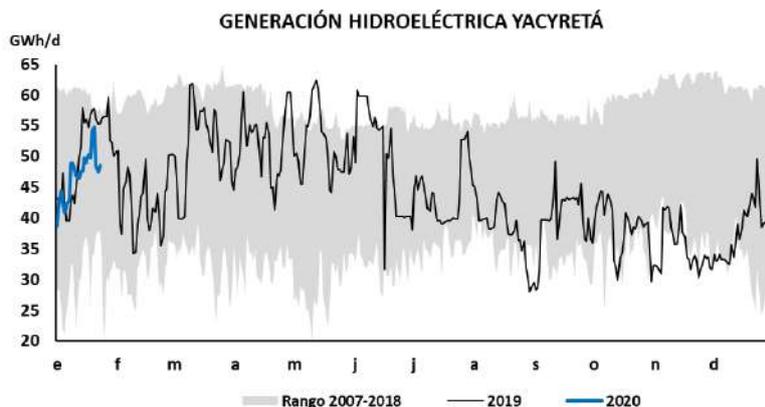


Desde octubre 2018 -fecha en la que se alcanzaron los mayores valores del petróleo internacional- se produjo una retracción de los precios de los combustibles del orden del 25% que, sumado a la disponibilidad de gas local de precios menores que años previos, permitió una reducción de costos en combustibles del sistema eléctrico en 2019 y también será similar en 2020.

Los Ciclos Combinados son los protagonistas de la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV (con consumo preferente entre 2014 y 2017 de Fuel Oil y Carbón, y sin consumo alguno de estos combustibles desde fin del invierno 2018 e inicio de 2019), y unidades TG. Se considera que durante los próximos

años se mantendrá esta estructura de despacho termoeléctrico aun elevada y consumo de combustibles fósiles - preferentemente gas natural- y que un eventual cambio de estructura de abastecimiento y generación de fuentes renovables se acelerará con la incorporación de nuevas plantas en 2020. Los nuevos proyectos hidroeléctricos y nucleares demandarán años y cuantiosas inversiones medibles en miles de millones de Dólares para lograr una modificación en la dependencia de estos combustibles.

El paulatino aumento de la cota del embalse de la CH Yacyretá en 2010 y 2011 permitió completar la obra de Yacyretá, aunque la afectación y daño parcial de todos los turbo grupos por cavitación disminuye el 20% de la potencia efectiva de las unidades aun no reparadas de las 20 existentes, que encuentra entre una y tres unidades simultáneamente en reparación. Estimamos que la potencia completa de Yacyretá de 3.200 MW – actual disponibilidad limitada a 2.670 MW en conjunto de la Argentina y Paraguay -, y el despacho máximo de energía se alcanzarán recién hacia 2021.



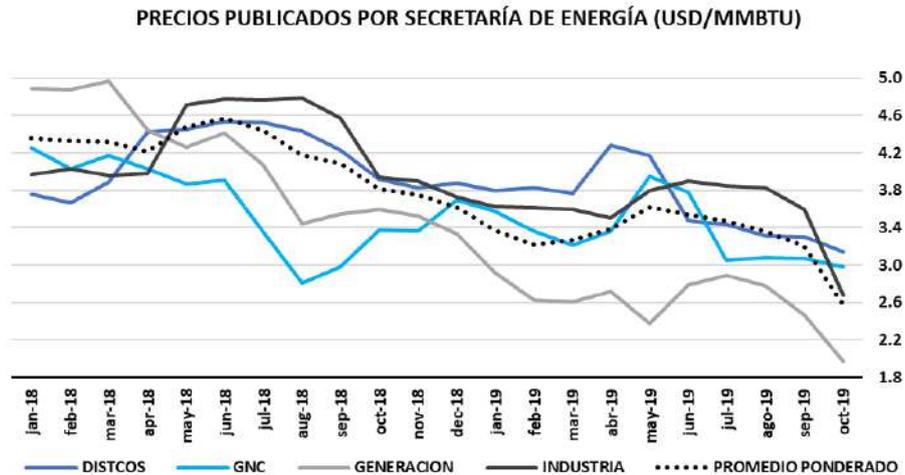
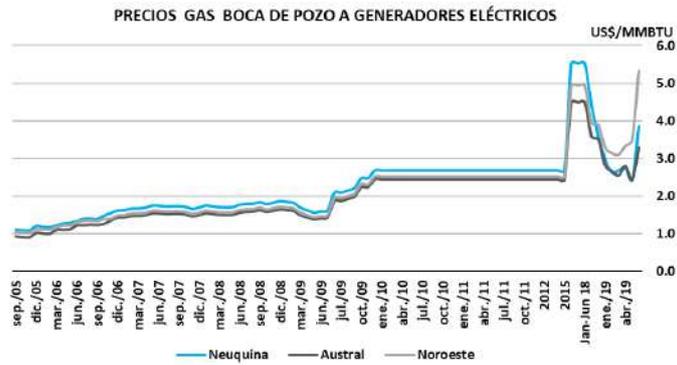
El black out del 16 de junio de 2019 produjo una falla grave en los aisladores de una de las subestaciones transformadoras de Yacyretá hacia la Argentina, reduciendo su aporte por seguridad con fecha de reparación teóricamente hacia fin de 2020. Esta limitación lleva a un mayor despacho termoeléctrico que el esperado.

No existen centrales relevantes en construcción que no vayan a utilizar combustibles fósiles, a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta de Santa Cruz que tardarán varios años en finalizar su construcción. La mayor parte de las centrales en construcción son centrales a gas natural con cierres a ciclos combinados de TG, y centrales de cogeneración eficientes, ahora con perspectiva favorable de oferta local de gas incremental si los precios fueran suficientes para justificar su desarrollo.

La restricción para el desarrollo futuro de gas por un productor será mayormente debido a la dificultad de vender este combustible todo el año, en un mercado que presenta estacionalidad y que enfrentará la irrupción de generadores de fuentes renovables. La posibilidad de las centrales termoeléctricas de firmar contratos de largo plazo con estos productores hidrocarbúricos quedó suspendida por medio de la Resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo 12/2019 que sólo permite tal posibilidad a CAMMESA.

El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con interrumpibilidad de gas natural en invierno para algunas plantas que se solucionará cuando las empresas puedan negociar libremente su abastecimiento como incipientemente comenzó a fin de 2018 en virtud de lo dispuesto por la Resolución de la ex Secretaría de Gobierno 70/2018 – en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos, incrementa los costos de generación del sistema eléctrico como se ve en el gráfico en Pesos corrientes publicado por CAMMESA, que entre el segundo semestre de 2009 y primero de 2010 se vieron reducidos genuinamente por la mayor oferta hidroeléctrica a pesar de lo cual se incrementaron los costos.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en Dólares desde julio 2009 con un sendero de crecimiento para gas proveniente de cada cuenca, con un incremento importante en términos relativos, aunque en 2010 no se produjeron aumentos para el gas convencional – a diferencia del gas de algunos proyectos específicos más complejos tenían costos de desarrollo más elevados superiores a 5 U\$\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina. No obstante, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016, momento en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4.50 U\$\$/MMBTU a 5.2 U\$\$/MMBTU, dependiendo de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017 y hasta mitad de 2018, en que comenzaron a reducirse en diferentes esquemas de compra organizados por el Gobierno.



Normas con influencia en generadores eléctricos

La normativa de CAMMESA y Secretaría de Energía ha ido evolucionando con algunas señales positivas para ciertos generadores termoeléctricos de alta eficiencia, al reconocerse mayores ingresos en función de mejoras en la disponibilidad de potencia y despacho regular en base a diferentes tipos de combustibles.

Resolución 1281/2006 - Energía Plus

En primer lugar, debe destacarse la Resolución de la Secretaría de Energía 1281/2006, por medio de la cual se creó el régimen “Energía Plus”. Esta norma propició la inversión en nuevas unidades de generación termoeléctrica, ya que estableció que los consumidores industriales de energía eléctrica con demandas superiores a 300 kW deberían contratar su abastecimiento de demanda por sobre el nivel que hubieran tenido en el año 2005 con empresas de generación eléctrica que adicione nuevas unidades de oferta.

La norma propiciaba que los generadores con nueva oferta de generación eléctrica, y los consumidores industriales con demanda superior a la del 2005 negociaran acuerdos de suministro eléctrico en forma directa. La norma establece que la Secretaría de Energía debería aprobar los contratos que se celebrasen, en función de una remuneración adecuada de la inversión y costos de operación y combustibles.

El efecto directo de esta Resolución 1281/2016 fue la inversión privada en nuevas unidades de generación termoeléctrica por parte de inversores privados, que encontraron ingresos razonables que permitieron un retorno financiero sobre sus inversiones. Empresas privadas industriales y generadores privados como Generación Mediterránea S.A., Genelba S.A., Generación Independencia S.A., Central Loma de la Lata S.A. y Central Güemes S.A. son las empresas más importantes actuando en este mercado, que cuenta con la posibilidad de ofrecer un suministro a precios realistas que cubren sus costos y remuneran sus inversiones.

Resolución 220/2007

Complementando la Resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía publicó el 18 de enero de 2007 la Resolución 220, por medio de la cual amplía la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

Esta Resolución 220/2007 establece que CAMMESA podrá firmar contratos de abastecimiento con “*las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores*” que a la fecha de la Resolución no estuvieran en actividad (los “Contratos de Abastecimiento MEM”). De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba ENARSA e inversores privados pudieran vender a largo plazo – hasta un máximo de 10 años - su nueva potencia y la energía que pudieran aportar cuando fueran despachados.

Estos Contratos de Abastecimiento MEM o Contratos de Abastecimiento 220 como se conocen en el mercado energético, contemplan el pago de todos los costos operativos y variables, así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa, de modo similar a los contratos bajo el esquema de Energía Plus descritos anteriormente. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de inversores en nueva oferta de generación termoelectrica, entre los que se destacan Generación Mediterránea S.A. y Generación Independencia S.A., entre otras empresas en las que participa Albanesi.

El cumplimiento por parte de CAMMESA de sus obligaciones de pago emergentes de esta modalidad contractual bajo la Resolución 220/2007 es satisfactorio y permitió el financiamiento de distintas inversiones. Si bien el plazo de pago se extendió por sobre 60 días, el mismo es respetado en forma regular por CAMMESA, lo que brinda certidumbre y confiabilidad para el financiamiento de nuevas inversiones de tamaño acotado por parte del sector privado. IEASA presenta una modalidad de pago similar, cumpliéndose con las condiciones contractuales que algunos generadores poseen con esta empresa estatal.

Resolución 95/2013

El 22 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013 que incrementa los ingresos de los generadores eléctricos que cumplan con determinadas condiciones de disponibilidad de su potencia y provisión de energía, vinculados con la tecnología y eficiencia con la que cuenten.

Esta Resolución 95 aplica un esquema de remuneración de los costos fijos de Agentes Generadores, incluso de aquellos que hubieran calificado bajos las Resoluciones 1281/2006 y 220/2007 anteriormente descriptas. Bajo este esquema de la Resolución 95, y desde las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, se remunera la Potencia Puesta a Disposición de las unidades generadoras en las horas de remuneración de la potencia de acuerdo con ciertos requerimientos.

Asimismo, se estableció que el valor del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos no podrá ser en ningún caso inferior a 12 \$/MW-hrp. La Resolución 95/2013 estableció un esquema de remuneración de Costos Variables – no referidos a combustibles – que se determina mensualmente en función de la energía efectivamente generada. Este esquema de remuneración es asimismo función del tipo de combustible, reconociendo mayor remuneración cuando el consumo de combustibles es gas oil por los mayores costos aparejados a este combustible.

Adicionalmente se creó un concepto de “*Remuneración Adicional*”, por el cual los generadores perciben ingresos adicionales, una porción de los cuales se cobra en forma directa y otra se destina a un fideicomiso para ser reinvertido en nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico establecidas por la Secretaría de Energía.

Independientemente de los valores absolutos de estos mayores ingresos y del detalle de los mismos, y de la complejidad intrínseca de la Resolución 95/2013, la misma se considera relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

La Resolución 95 estableció que se suspendía la registración de nuevos contratos a término para la venta de energía eléctrica directa a consumidores industriales. Los consumidores industriales pasaron a adquirir su energía directamente de CAMMESA, y los generadores solo percibirían ingresos derivados de los conceptos establecidos en la Resolución 95/2013. A fin de percibir estos ingresos, los generadores debieron renunciar a reclamos legales y administrativos por modificación de lo previsto originalmente en el Marco Regulatorio.

La Resolución 95/2013, modificada por la Resolución 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. La Resolución de la Secretaría de Energía 19/17 y luego la Resolución de la entonces Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 1/19 modificaron el régimen completo de remuneración de generación.

Nota 2053/2013

La Nota SE 2053/2013 estableció el orden de prelación en los pagos de los diferentes conceptos de la Resolución 95/2013, otorgando el primer lugar a los costos fijos de generación, seguidos de los costos variables no combustibles, los de combustibles propios si los hubiera, y la Remuneración Adicional directa; en segundo término, se pagaría el Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Corto Plazo; y en tercer orden, la Remuneración Adicional Fideicomiso.

La Nota 2035 también estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

Resolución 529/2014

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía que incrementó los montos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013, anteriormente detallada.

La Resolución 529 modificó la Remuneración de Costos Fijos en función de su disponibilidad. Esta Resolución adicionalmente creó un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los generadores a los que les resultare aplicable el concepto, que se determina mensualmente en función de la Energía Total Generada. CAMMESA deberá emitir certificados de liquidaciones para proveer al pago por el generador de los mantenimientos mayores que pudieran requerir sus unidades, sujeto a aprobación de la Secretaría de Energía.

Resolución 482/2015

Con considerable retraso, el 17 de julio de 2015 se publicó la Resolución 482/2015 de la ex Secretaría de Energía de la Nación por la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014, anteriormente detalladas. Adicionalmente estableció los valores para los mantenimientos mayores. También redefinió el incentivo de mayores ingresos en función de la eficiencia operativa en función del consumo específico de combustibles.

Asimismo, la Resolución incluyó un esquema de aportes específicos destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta Resolución sufrió retrasos y originó costos financieros a diversos generadores eléctricos que fueron afectados en parte por la depreciación de la moneda ocurrida en 2015 que mensualmente redujo los ingresos en Dólares, y a la vez y más importante aún, por el incremento de costos diversos por el proceso inflacionario experimentado en 2015. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015 y hasta el mes de diciembre de 2018.

Decreto 134/2015

En diciembre de 2015, el Gobierno Argentino, mediante el Decreto 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 MEyM 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.

Resolución 22/2016

El 30 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación por medio de la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el Gobierno de aquél entonces procuró reconocer el impacto en diferentes costos e inversiones de mantenimiento que había tenido la

devaluación de la moneda, así como el proceso inflacionario. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2016.

La Resolución mantuvo el concepto de recursos adicionales destinados a financiar las inversiones contempladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINMEM 2015-2018.

El 27 de enero de 2017 la entonces Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución 19 - E/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos, estableciendo remuneraciones Dólares. La Resolución SEE 19- E/2017 está dirigida a valorizar las disponibilidades de potencia con un reconocimiento adecuado de los costos, mediante el compromiso de disponibilidad a mediano plazo bajo contratos de un plazo de tres años denominados “Ofertas de Disponibilidad Garantizada”.

La resolución establece la posibilidad de traspasar estos contratos a distribuidoras eléctricas y a consumidores comerciales e industriales. La Resolución SEE 19- E/2017 entró en vigencia el 1 de febrero de 2017, y sustituyó lo provisto por la Resolución SEE 22/2016. La resolución introdujo incentivos para mejorar la eficiencia de los generadores, al igual que consideraciones específicas para generadores hidroeléctricos y de fuentes renovables.

Resolución 6/2016

La Resolución 6/2016 emitida por el entonces MEyM el 25 de enero de 2016 estableció un aumento en el precio de la electricidad que son pagados por los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precios que se transferirá a los consumidores residenciales de energía, de otros consumidores.

El aumento del precio para los consumidores residenciales fue importante en términos porcentuales, aunque desde valores reducidos, por lo que el impacto del valor absoluto fue inicialmente moderado. Los consumidores industriales de electricidad tuvieron incrementos moderados en niveles más altos ya que se cobra a estos consumidores los sobrecostos transitorios originados en las importaciones de electricidad y en los contratos de generadores con CAMMESA, a pesar de que una gran parte de estos costos incrementales se incurre en satisfacer la demanda de los consumidores residenciales y comerciales. Estos cargos se suman ahora a toda la demanda, por lo que también se añaden a los consumidores industriales que ya tenían acuerdos de Energía Plus en el marco de la Resolución SE 1281/2006. Esta disposición fue retirada de los consumidores con contratos bajo el programa Energía Plus meses después de la implementación de la Resolución SE 6/2016, ya que consistía en un doble cargo para estos consumidores.

El principal efecto de esta medida fue procurar reducir las subvenciones al Precio Estacional de Electricidad para diferentes consumidores, para reducir la dependencia de CAMMESA de las transferencias periódicas de fondos que se reciben del Estado.

Resolución 7/2016

Por medio de la Resolución SE 7/2016 del entonces MEyM se instruyó al ENRE a que, en ejercicio de sus facultades, realice un ajuste, a cuenta de la revisión tarifaria integral, en el valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de Edenor y Edesur. En virtud de lo establecido en la Resolución 7/2016, el ENRE emitió la Resolución 1/2016 con el nuevo cuadro tarifario aplicable a Edenor y Edesur y, asimismo, instruyó a ambas distribuidoras a suspender la aplicación de los cargos adicionales por consumos en exceso contemplados en el “Plan de Uso Racional de la Energía”. Resoluciones similares se aprobaron en febrero de 2017 y cada seis meses hasta mediados de 2019, fecha en la cual quedaron congelados los cuadros tarifarios de Edenor y Edesur.

Resolución 21/2016

Por medio de la Resolución 21/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrico se convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación de energía térmica para los períodos de verano 2016/2017, invierno 2017, y verano 2017/2018. La ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de empresas de generación por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad, y el 15 de junio de 2016, se adjudicó, a través de la Resolución E-21/2016, un total de 2.871 MW de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Los generadores que fueron adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016 han celebrado contratos de compraventa de energía (“PPAs”) con Agentes MEM representados por CAMMESA. Estos PPA tienen plazos entre cinco y 10 años, y prevén una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW en conjunto. La remuneración está denominada en Dólares por MW al mes y en Dólares por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible. CAMMESA suministra combustible para la generación a su costo, de

conformidad con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite de eficiencia de combustible especificado medido en Kcal/KWh (el "Consumo Específico Garantizado"). En general, los PPA prevén que si debido a un cambio futuro en las regulaciones, un generador tiene que comprar combustible en el mercado en lugar de que el mismo sea suministrado por CAMMESA, se reembolsará al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Resolución E 19/2017

La Resolución E 19/2017 emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica el 27 de enero de 2017 estableció un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos, estableciendo remuneraciones en Dólares. La Resolución SEE E 19/2017 está dirigida a valorizar las disponibilidades de potencia con un reconocimiento adecuado de los costos, mediante el compromiso de disponibilidad a mediano plazo bajo contratos de un plazo de tres años denominados "Ofertas de Disponibilidad Garantizada".

Se ofreció a diferentes generadores que se encontraban en diferentes esquemas de contratos de compra de energía como la Resolución SE 220/2007, la Resolución 1281/2006 y otras, a celebrar contratos de energía estacional de capacidad garantizada (denominados Compromisos de Disponibilidad Garantizada) durante tres años, en virtud de los cuales las diferentes unidades generadoras comprometidas por las empresas recibirían una capacidad de pago en Dólares, y un pago de energía cuando se despacharan.

Asimismo, se invitó a las empresas a ofrecer potencia disponible para los períodos estacionales de noviembre a abril y de mayo a octubre, comprometiéndose a mantener la disponibilidad de capacidad y recibir un pago mensual en Dólares que varía con la eficiencia de la unidad generadora. A pesar de ello, existían incentivos para mejorar la disponibilidad de capacidad de energía, se reconoció un pago más elevado a las unidades más ineficientes. Se reconocieron incentivos adicionales para los meses pico. Los combustibles todavía se consideraban administrados por CAMMESA, y los generadores de energía térmica recibían un pago por la energía real enviada al mercado y por la energía rotativa. También se incluyeron y remuneraron las plantas hidroeléctricas, con pagos de mayor capacidad para plantas más pequeñas.

La Resolución 19/2017 promovió inversiones en unidades más antiguas que mejoraron la disponibilidad de capacidad de energía de los generadores heredados que habían invertido antes de regímenes contractuales especiales después de la ruptura en 2002 de las reglas del mercado de energía. La Resolución 19/2017 también fue importante para modificar los pagos de Pesos a Dólares, evitando ajustes periódicos de la Resolución 95/2013. Sin embargo, el enfoque conceptual era similar al concepto subyacente de los costos de remuneración y un margen implícito para las diferentes unidades de poder. La Resolución 19/2017 también estableció un marco para el pago de los generadores que se envían al mercado spot antes de que las unidades en virtud de los PPAs entraran en un despacho comercial aprobado por CAMMESA, como cualquier unidad que generara en un período de prueba en virtud de la Resolución 21/2016, Resolución 287/2017, o diferentes contratos en virtud de las licitaciones del programa RenovAr para plantas de energía renovable.

Resolución 287-E/2017

Por medio de la Resolución 287-E/2017 emitida por la ex Secretaría de Energía Eléctrica el 10 de mayo de 2017, se convocó a interesados en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de tecnología de cierre de ciclo combinado o proyectos de cogeneración por diferentes inversores interesados y compañías eléctricas. El objetivo de la Resolución 287-E/2017 era reducir el costo global de generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad mediante la adición de turbinas de vapor que utilizarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas, consumiendo la misma cantidad de combustibles. Además, abrió la oportunidad de maximizar las oportunidades en las plantas industriales de generar electricidad ya sea mediante el uso del vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o el uso de gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

La Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a organizar la licitación y a celebrar acuerdos de compra de energía a largo plazo para contratar la demanda de energía de los proyectos seleccionados.

Resolución 46/2018

La Resolución 46/2018 del entonces Ministerio de Energía de fecha 31 de julio de 2018 encomendó al Subsecretario de Energía Eléctrica que implementara procedimientos para asegurar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía. En dicha resolución se establecieron precios máximos de referencia del gas natural en la cabeza del pozo para las diferentes cuencas de Argentina. Esos precios máximos de referencia serían los más altos que CAMMESA estaba autorizado a pagar a los proveedores de gas en Argentina, con la excepción

de la empresa estatal IEASA que importaba gas de Bolivia y GNL a precios potencialmente más altos que los precios máximos de referencia.

Resolución 70/2018

La Resolución 70/2018 emitida por la entonces Secretaría de Gobierno de Energía el 6 de noviembre de 2018 permitió a los generadores de energía, así como a los cogeneradores y generadores de automóviles, adquirir y comprar combustibles por su cuenta para su envío. Dichas compras de combustibles se valorarían de acuerdo con la metodología de reconocimiento de los costes variables de producción por parte de CAMMESA, que actualmente utilizan los precios máximos de referencia establecidos en lo dispuesto en la Resolución 46/2018. La compra de combustibles para el suministro a centrales térmicas no era obligatoria y CAMMESA continúa comprando y entregando combustibles para generadores de energía que no han optado por entrar en este procedimiento.

Resolución 1/2019

La Resolución 1/2019 emitida por el Secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico el 28 de febrero de 2019, fue dictada en ejercicio de las facultades establecidas en la Resolución por la entonces Secretaría de Gobierno de Energía 65/2019 y reemplazó formalmente la Resolución 19/2017 emitida por el ex Secretario de Energía Eléctrica a partir del 1 de marzo de 2019, incorporando 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, estableciendo un nuevo sistema esquema de disponibilidad garantizada de potencia.

Mediante esta nueva normativa, se definió a los “Generadores Habilitados” (“GH”) como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También definió el esquema de DIGO como la disponibilidad de potencia puesta a disposición de un Generador Habilitado Térmico (“GHT”) que se compromete por cada unidad de generación y para cada período de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. De conformidad con lo dispuesto por la Resolución 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscrito en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/2019 estableció como períodos de requerimiento DIGO los siguientes:

- (i) Período verano: diciembre – enero – febrero;
- (ii) Período invierno: junio – julio – agosto; y
- (iii) Período resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre - noviembre

La Resolución 1/19 estableció la obligación en cabeza del Organismo Encargado del Despacho (“OED”) de convertir los valores denominados en Dólares en Pesos al tipo de cambio publicado por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central el día anterior al vencimiento de las transacciones económicas.

La remuneración en virtud de la Resolución 1/19 se compone de un pago por potencia disponible mensual y otro por energía generada y energía operada.

Además, la remuneración de la capacidad de potencia -con independencia de si el agente declarar DIGO o no- se verá afectada por un factor de uso o por un uso equivalente al factor de despacho promedio para la unidad generadora durante el año móvil anterior al mes de cálculo, aplicando un rango de coeficientes entre 70 % y 100% del precio de capacidad de potencia. En este sentido, si el factor de uso es: (i) superior al 70%, se pagará el 100% de la remuneración de la capacidad eléctrica; (ii) inferior al 30%, se pagará el 70% de la remuneración de la capacidad de potencia; y (iii) igual o superior al 30% e inferior al 70%, la remuneración de la capacidad de potencia estará asociada linealmente con entre el 70% y el 100% de la remuneración de la capacidad de potencia.

Los valores de la remuneración de la energía generada han disminuido en U\$S 1/MWh para todas las tecnologías excepto para los motores de combustión interna, en los que la disminución ascendió a U\$S 3/MWh. El valor de la remuneración de energía operada se redujo de U\$S 2/MWh a U\$S 1,4/MWh.

En caso de que el generador hubiere optado por usar sus propios combustibles para la generación (de acuerdo con la opción establecida por la ya derogada Resolución 70/18) y no tuviera dicha disponibilidad al momento del envío, el cálculo de disponibilidad de capacidad de potencia se reducirá al 50% de la disponibilidad real. De igual manera, el generador perderá su prioridad de envío, y en caso de que el OED le asigne combustible para la generación, la energía generada será remunerada al solo 50% de los costos variables aprobados que no sean de combustible.

Asimismo, se eliminaron los siguientes esquemas de remuneración: (i) el esquema de remuneración adicional para fomentar el DIGO ofrecido durante los períodos que tuvieran una mayor demanda del sistema, (ii) la remuneración adicional de los costos variables de generación basados en la eficiencia y (iii) la remuneración adicional por los generadores térmicos de bajo consumo.

El régimen de la Resolución 1/19 fue posteriormente modificado por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía 31/20, mediante la cual se estableció un nuevo esquema remunerativo para las ventas en el mercado spot.

Resolución 12/2019

La Resolución 70/2018 fue derogada por la Resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo 12/2019, reestableciendo de tal modo, el artículo 8 de la Resolución SE 95/13. Por medio de esta resolución se decidió concentrar nuevamente en CAMMESA la adquisición total de combustibles, en particular gas natural. La Resolución 12/2019 fue emitida después de la licitación de compra de gas interrumpible para enero 2020, que logró precios por debajo del costo de desarrollo, aprovechando los excedentes existentes y la necesidad de productores de absorber costos fijos. La decisión de modificar el status quo concentrando las compras de gas e impidiendo a los generadores adquirir su propio combustible, podría ser recurrida legalmente por generadores eléctricos que despachaban de base, pero ahora no reciben asignación de gas por parte de CAMMESA. CAMMESA aún no define realizar contrataciones de gas a largo plazo.

Resolución 31/2020

Por medio de la Resolución 31/2020 se modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019. En sus considerandos se planteó la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, dado que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos.

En función de ello la Resolución 31 modificó parcialmente la Resolución 1 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) Reducción y pesificación de los valores remuneratorios para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) Modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada.; (iii) Introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

La Resolución 31/20 traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$ 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 el IPC y un 40% por el Índice de Precios Internos al por Mayor (el "IPIM").

De todas maneras, mediante Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, del 27 de marzo de 2020, la Secretaría de Energía ha instruido a CAMMESA diferir, hasta nuevo aviso, la implementación del Anexo VI y el mecanismo de ajuste arriba descripto.

Generadores Térmicos

La Resolución 31/20 reduce la remuneración por potencia, sea base o garantizada, dependiendo de la tecnología utilizada. Sin embargo, para las centrales térmicas con potencia instalada menor o igual a 42 MW en su conjunto, se mantienen los valores de potencia base de la Resolución 1/19.

Tecnología / Escala	Precio Base de la Potencia (AR\$/MW-mes)	Variación vs. Res. SRRYME N° 1/19*
CC Grande Capacidad > 150 MW	100.650	-45%
CC Chico Capacidad ≤ 150 MW	112.200	-45%
TV Grande Capacidad > 100 MW	143.550	-45%
TV Chica Capacidad ≤ 100 MW, Motores de Combustión Interna Capacidad > 42 MW	171.600	-45%
TG Grande Capacidad > 50 MW	117.150	-45%
TG Chica Capacidad ≤ 50 MW	151.800	-45%
CC chico Capacidad ≤ 15MW	204.000	-
TV chica Capacidad ≤ 15MW	312.000	-
TG chica Capacidad ≤ 15MW	276.000	-
Motores Combustión Interna Capacidad ≤ 42 MW	312.000	-

Al igual que la Resolución 1/19, la Resolución 31/20 establece que sobre la potencia se aplica un coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos doce meses de la unidad. Si bien para los motores de combustión interna ≤ 42 MW mantiene la misma fórmula, para los demás casos, si el factor de uso es menor al 30%, se percibe el 60% del pago por potencia.

En cuanto a la remuneración adicional en las horas de alto requerimiento térmico del mes (HMRT), compuestas por las 50 horas registradas con mayor despacho de generación térmica de cada mes, agrupados en dos bloques de 25 horas cada uno, se aplicará a la potencia generada media en dichas horas según el siguiente cuadro:

Período, en AR\$/MW-HMRT	Primeras 25 horas HMRT	Segundas 25 horas HMRT
Verano (diciembre a febrero) e Invierno (junio a agosto)	45.000	22.500
Resto (marzo a mayo y septiembre a noviembre)	7.500	-

Con respecto a la remuneración por energía generada y operada, los mismos no sufrieron cambios en US\$\$ a tasa de cambio AR\$ 60/US\$, pero se fijaron en AR\$ 240/MWh con gas natural, AR\$ 420/MWh con fuel oil, AR\$ 600 con biocombustibles (salvo motores de combustión interna, AR\$720/MWh) y AR\$ 720/MWh con carbón mineral). La remuneración por energía operada se fijó en AR\$ 84/MWh.

Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 en las tarifas de energía y gas natural bajo jurisdicción federal (congelamiento que fue posteriormente prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020 por medio del Decreto 543/2020) y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario, y permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por el término de un año.

En ese contexto, el 17 de marzo de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial de la República Argentina los Decretos N° 277/2020 y N° 278/2020, que ordenan la intervención del ENRE y el ENARGAS y designan en calidad de interventores al Lic. Federico José Basualdo Richards y al Lic. Federico Bernal, respectivamente.

Los decretos confieren en los Interventores determinadas facultades, a saber: (i) realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 relativos a las tarifas vigentes en transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, respectivamente, con la eventual realización de un proceso de renegociación de la revisión tarifaria vigente o de una revisión de carácter extraordinario que alcance todo lo pretérito actuado y sucedido en esta materia para volver a determinar una tarifa para los mencionados servicios públicos. Agregan los Decretos que, en caso de detectarse alguna anomalía,

deberá informarse al Poder Ejecutivo Nacional, así como toda circunstancia que considere relevante, aportándose la totalidad de la información de base y/o documentos respectivos correspondientes, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponda adoptar; e (ii) iniciar un procedimiento de revisión de los concursos públicos de antecedentes que se sustanciaron con el objeto de cubrir el directorio de ambos entes, en un plazo de ciento ochenta (180) días, y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, deberá iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 54 y subsiguientes de la Ley N° 24.076 o el artículo 58 y subsiguientes de la Ley N° 24.065.

FACTORES DE RIESGO

La inversión en las Obligaciones Negociables implica riesgos considerables. Los inversores podrían perder una parte sustancial o la totalidad de su inversión en las Obligaciones Negociables. El destinatario debe considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente Prospecto, incluidos los factores de riesgo que se consignan a continuación, antes de tomar la decisión de invertir en las obligaciones negociables. Los inversores deben tener en cuenta que los riesgos que se describen más adelante no son los únicos riesgos a los que estamos expuestos. Los negocios de las Co-Emisoras, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por las Co-Emisoras y aquellos que actualmente creen que podrían afectarlas de manera considerable. Los negocios de las Co-Emisoras también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente las Co-Emisoras no conocen o que por el momento no consideran que sean significativos o que podrían afectar la capacidad de las Co-Emisoras para cumplir con sus obligaciones en virtud de las Obligaciones Negociables.

a) Riesgos Relacionados con la Argentina

Dependemos de las condiciones macroeconómicas en la Argentina.

Las Co-Emisoras forman parte de un grupo de sociedades constituidas y existentes de conformidad con la legislación argentina y la totalidad de sus operaciones, activos e ingresos se encuentran en Argentina o son obtenidos en Argentina. Por lo tanto, la actividad comercial y los resultados financieros de las Co-Emisoras dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina.

La economía Argentina ha experimentado una importante volatilidad en las décadas recientes, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación monetaria, y podría registrarse mayor volatilidad en el futuro. La menor demanda internacional de productos argentinos, la falta de estabilidad y competitividad del Peso con respecto a otras divisas, la menor confianza entre consumidores e inversores externos y locales, el mayor índice de inflación e incertidumbre política a futuro, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina.

Durante los años 2015 y 2018, la economía de Argentina alternó entre períodos de crecimiento y disminución en cifras cercanas al 2,5%, hasta llegar a dos años consecutivos de contracción durante la administración de Mauricio Macri, en los años 2018 y 2019. Actualmente, la economía de Argentina permanece vulnerable e inestable, a pesar de los esfuerzos del Gobierno Argentino para contener la inflación y la inestabilidad cambiaria, reflejada por las siguientes condiciones económicas:

- La inflación se mantiene alta y podría continuar en niveles similares en el futuro;
- De acuerdo a los cálculos revisados del PBI del año 2004, publicados por el INDEC en marzo de 2017, cálculo que forma la base para calcular el PBI real para cada año posterior al 2004, el PBI creció un 2,6% en 2015, disminuyó un 1,8% en 2016, aumentó un 2,9% en 2017, disminuyó un 2,5% en 2018, y disminuyó un 2,2% en 2019. Durante el primer trimestre del 2020, el PBI disminuyó un 4,8% con respecto al cuarto trimestre de 2019 y 5,4% con relación al mismo período del año anterior. El rendimiento de Argentina en términos del PBI ha dependido en gran medida de los altos precios en los commodities, que, a pesar de tener una tendencia favorable en el largo plazo, son volátiles en el corto plazo, por encima del control del Gobierno Argentino y del sector privado;
- El desempleo y el empleo informal siguen siendo altos. De acuerdo con el INDEC, el desempleo durante el primer trimestre del 2020 fue de 10,4%.
- La deuda soberana de Argentina, medida en términos porcentuales del PBI, sigue siendo alta. El 31 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional anunció que la oferta para refinanciar los títulos públicos de la Argentina emitidos bajo ley extranjera fue aceptada por el 93,40% de los bonistas, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados. Asimismo, el 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas. El período para manifestar el consentimiento cierra el 15 de septiembre de 2020. También, el Gobierno Nacional inició las negociaciones para renegociar la deuda con el FMI, cuyo resultado sigue siendo incierto;

- El aumento discrecional en el gasto público ha resultado en y podría llegar a exacerbar el déficit fiscal;
- Las inversiones, medidas en términos porcentuales del PBI, siguen siendo muy bajas para sostener cualquier perspectiva de crecimiento;
- Un número significativo de protestas o huelgas podría tener lugar en Argentina, como ha ocurrido en el pasado, que podrían afectar adversamente varios sectores de la economía argentina;
- El suministro, transporte o capacidad de transmisión de energía o gas natural podría no ser suficiente para suministrar o alimentar la actividad industrial (limitando el desarrollo industrial como resultado) y el consumo; y
- La rápida propagación y desarrollo de la pandemia del COVID-19 (coronavirus) ha causado, y continúa causando un efecto material adverso tanto en la economía global, como en la economía argentina, con una magnitud que todavía no es determinable. El 23 de marzo de 2020, el Director Gerente del Fondo Monetario Internacional anunció que la economía global ha entrado en recesión y que podría ser igual o peor que la recesión del año 2009. La magnitud y duración de la pandemia, así como su impacto adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo no es determinable a la fecha, ya que continúa evolucionando globalmente. Véase *“La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19”* en esta Sección.

Asimismo, en octubre de 2019 se llevaron a cabo las elecciones presidenciales en Argentina. La fórmula Alberto Fernández – Cristina Fernández de Kirchner (Frente de Todos) obtuvo el 48,1% de los votos, lo que los convirtió en Presidente y Vicepresidente de la República Argentina a partir del 10 de diciembre de 2019. En la Cámara de Senadores la coalición Frente de Todos retuvo la mayoría de escaños, mientras que en la Cámara de Diputados ningún partido logró obtener la mayoría.

Para una descripción de algunas de las políticas implementadas por la administración Fernández, véase *“Los acontecimientos políticos en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular”* en esta Sección. Asimismo, no es posible prever las medidas que podrían ser adoptadas por la administración Fernández, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios y condición financiera.

La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido un impacto significativo sobre nosotros. Al igual que en el pasado reciente, la economía argentina puede verse afectada de manera adversa si las presiones políticas y sociales inhiben la implementación por parte del Gobierno Argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y aumentar la confianza de consumidores e inversores, o si las políticas que implemente para lograr dichos fines fracasan. No podemos garantizar que nuestra actividad comercial, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones no se verán afectados por acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina.

La propagación del nuevo coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y el rápido desarrollo y propagación de esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para las Co-Emisoras.

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (la “OMS”) decretó el estado de pandemia a nivel mundial por el brote del virus denominado “COVID-19”, comúnmente conocido como “Coronavirus”, que hubiera tenido su origen en la ciudad de Wuhan, capital de la provincia de Hubei, en China, pero que en cuestión de meses se propagó a todos los continentes.

La rápida propagación del Coronavirus y el número de contagiados ha llevado a muchos de los países afectados a tomar medidas preventivas que van desde el cierre de fronteras hasta el de aislamiento total de sus poblaciones, lo que naturalmente ha producido (y se prevé que seguirá produciendo) una considerable disminución de la actividad económica y de la producción e inestabilidad financiera.

A la fecha del presente Prospecto, algunos estados han comenzado a tomar medidas sociales y económicas tendientes a mitigar los inevitables efectos de la interrupción repentina de la actividad económica causada por la pandemia, a la vez de contener sus sistemas productivos. Asimismo, los organismos internacionales han llamado a la profundización de la cooperación internacional, al mantenimiento de la apertura del comercio y a la coordinación de políticas macroeconómicas entre los estados.

En consonancia con la evolución de la pandemia, entre marzo y septiembre de 2020 el Gobierno Argentino ha implementado diversas medidas en relación con el COVID-19. Véase *“La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19”* en esta Sección.

Organismos internacionales como la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) y el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) advirtieron que la pandemia reducirá el crecimiento económico mundial en 2020. Estas consideraciones, junto con las medidas excepcionales adoptadas por los distintos países para contener la pandemia, han generado incertidumbre en los mercados financieros, lo que podría manifestarse en fuertes caídas en las principales bolsas mundiales del tenor de las que ya se han evidenciado durante el mes de marzo de 2020, fuga de capitales y depreciación de las monedas de América Latina, entre otras regiones.

Asimismo, la crisis producida por el Coronavirus también ha provocado un descenso en la demanda de petróleo, ya que la actividad industrial y doméstica se ha ralentizado en muchos países a causa de las medidas de control, lo que, sumado a los conflictos ya existentes entre Rusia y Arabia Saudí, que son los dos mayores productores de petróleo del mundo, ha generado un descenso significativo en el precio del barril de Brent (el crudo de referencia en Europa).

El impacto que pueda generar la pandemia en los principales socios estratégicos de la Argentina y las medidas tomadas por aquellos a los efectos de mitigar sus consecuencias podría tener un efecto adverso sustancial sobre la economía argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras.

La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19.

El Gobierno Argentino ha implementado ciertas medidas tendientes a limitar el avance y la propagación del Coronavirus entre la población. Si bien no pueden asegurarse resultados concretos, se estima que la crisis que ha comenzado a generar la pandemia y las medidas de aislamiento respecto de la economía argentina podría derivar en una caída considerablemente mayor del PBI y de los salarios reales, la ruptura en la cadena de pagos, a la vez que aumento del desempleo y una profunda fragmentación social y productiva. Tampoco puede preverse si el Gobierno Argentino continuará tomando medidas económicas en este sentido o si ajustará su política monetaria al servicio de las necesidades de financiamiento y reactivación de la producción.

A continuación, se presenta un resumen de las principales medidas adoptadas por el Gobierno Argentino con el objetivo de paliar los efectos adversos causados por el COVID-19 en la economía argentina.

- *Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio.* A través del Decreto 297/2020 del 20 de marzo de 2020, la administración Fernández estableció la cuarentena nacional (aislamiento social preventivo y obligatorio) la que fuera sucesivamente extendida con diferente alcance en las distintas provincias argentinas, con el objetivo de evitar un brote mayor del coronavirus en Argentina y aplanar la curva de contagio del virus actualmente hasta el 20 de septiembre de 2020.
- *Ingreso Familiar de Emergencia.* A través del Decreto 310/2020 y modificatorias y complementarias, del 24 de marzo de 2020, la administración Fernández dispuso una prestación monetaria no remunerativa de \$10.000, para desempleados, trabajadores informales, ciertos monotributistas y trabajadores de casas particulares, cuyo grupo familiar no perciba otro ingreso, el cual ha sido abonado en los meses de abril, junio, agosto y septiembre de 2020.
- *Congelamiento de cuotas de créditos hipotecarios y suspensión de ejecuciones hipotecarias.* A través del Decreto 319/2020 del 29 de marzo de 2020, la administración Fernández (i) congeló al mes de marzo de 2020 el valor de las cuotas mensuales de los créditos hipotecarios que recaigan sobre inmuebles destinados a vivienda única; y (ii) suspendió hasta el 30 de septiembre las ejecuciones hipotecarias, judiciales o extrajudiciales y los plazos de prescripción y de caducidad de instancia en los procesos de ejecución hipotecaria y de créditos prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA).

- *Prohibición de despidos y suspensiones.* A través del Decreto 329/2020 del 31 de marzo de 2020, la administración Fernández prohibió los despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor; y las suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo, ambas medidas por el plazo de 60 días desde la publicación del mencionado decreto. Dichas medidas se prorrogaron a través del Decreto 487/2020, por un plazo de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 329/2020, y por el Decreto 624/2020 por un plazo adicional de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 487/2020.
- *Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción.* Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia 326/2020, el Gobierno Argentino instruyó la constitución de un fondo de afectación específica por 30.000 millones de Pesos denominado Fondo de Garantías Argentino (FoGAR) destinado a otorgar garantías a los préstamos a ser otorgados a las micro, pequeñas y medianas empresas que se encuentren en dificultades para el pago de sueldos a empleados. Asimismo, a través del Decreto 332/2020 del 1 de abril de 2020, la administración Fernández creó el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción para empleadores, y trabajadores afectados por la emergencia sanitaria, consistiendo en la obtención de uno o más de los siguientes beneficios, entre otros: (i) la postergación o reducción de hasta el 95% del pago de las contribuciones patronales; (ii) una asignación compensatoria al salario; y (iii) un sistema integral de prestaciones por desempleo. El Decreto 376/2020 del 20 de abril de 2020 amplía los sujetos alcanzados y los beneficios comprendidos en el Decreto 332/2020, destacándose: (i) la inclusión de un crédito a tasa cero para personas adheridas al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes y para trabajadoras y trabajadores autónomos, con subsidio del 100% del costo financiero total; (ii) la ampliación el rango de beneficiarios de la Asignación Compensatoria al Salario abonada por el Estado Nacional a todos los trabajadores en relación de dependencia del sector privado; (iii) la creación del FoGAR para garantizar los créditos mencionados en (i); y (iv) la creación de un seguro de desempleo entre \$6.000 y \$10.000.
- *Programa para la emergencia financiera provincial.* Mediante Decreto 352/2020 de fecha 8 de abril de 2020, el Gobierno Argentino creó el programa para la emergencia financiera provincial que tendrá por objeto asistir financieramente a las provincias, mediante la asignación de recursos provenientes del Fondo de Aportes del Tesoro Nacional y otros que se prevean para el otorgamiento de préstamos canalizados a través del fondo fiduciario para el desarrollo provincial, por un monto total de \$ 120.000.000.000, con el objetivo de sostener el normal funcionamiento de las finanzas provinciales y cubrir las necesidades ocasionadas por la epidemia de Covid-19.
- *Moratoria.* El 26 de agosto de 2020 se promulgó la Ley Nro. 27.562 que amplió la moratoria para paliar los efectos de la pandemia generada por el COVID-19 en relación con deudas fiscales, aduaneras y de los recursos de la seguridad social vencidas al 31 de julio de 2020 inclusive, o por infracciones relacionadas con dichas obligaciones.

La pandemia provocada por el COVID-19 ha afectado la industria energética en el país. En relación al mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 6% desde el inicio del aislamiento. Asimismo, producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos en más de 30 días. Por otro lado, CAMMESA suspendió momentáneamente el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20. Estas medidas afectan de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos, dificultando el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad del parque instalado. La actividad principal de las Co-Emisoras ha sido clasificada como esencial por el Gobierno Nacional y, por lo tanto, las Co-Emisoras han continuado operando sin que esta situación afectara nuestros ingresos, y no hemos registrado un impacto significativo en el plazo de cobro de nuestra facturación. Asimismo, las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino no han tenido un impacto importante en el desarrollo de nuestros proyectos de expansión, dado que las obras ya se encontraban reducidas al mínimo antes de que el brote del COVID-19 llegara a nuestro país. Para mayor información sobre nuestros proyectos de expansión, véase “*Información de las Co-Emisoras y el Garante –Expansión de capacidad*”.

No puede asegurarse el efecto que puedan tener las medidas comentadas en la economía Argentina, como así tampoco si las mismas tendrán un efecto positivo respecto a prevenir el avance del virus a lo largo del territorio argentino, todo lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los negocios, en la situación financiera, y en la posibilidad de refinanciar los vencimientos de deuda de las Co-Emisoras, situación que podría mantenerse incluso en caso de que las medidas relacionadas a la pandemia se normalicen, en la medida que el deterioro generalizado de la economía puede tener sus secuelas al respecto.

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

En adición a las medidas adoptadas para paliar los efectos de la pandemia provocada por el COVID-19 indicadas en el apartado anterior, desde que entró en funciones, el nuevo gobierno presidido por Alberto Fernández anunció e implementó varias reformas económicas y políticas, incluyendo, sin limitación, las siguientes:

- *Emergencia Ocupacional.* A través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, el Gobierno de Alberto Fernández declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, posteriormente prorrogada por 180 días adicionales mediante Decreto 528/2020. En caso de despido sin justa causa durante dicho plazo, la trabajadora o el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente.
- *Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.* Con fecha 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley Nro. 27.541 denominada de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Las principales modificaciones introducidas por dicha ley son, entre otras:
 - *Emergencia.* Se declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y se delegan facultades del Congreso al Poder Ejecutivo para hacer cambios en todas esas áreas.
 - *Suspensión de Movilidad Jubilatoria.* Se suspende por seis meses la Ley de Movilidad Jubilatoria Ley 26.417 sancionada en 2017 bajo la gestión de Mauricio Macri, modificatoria de la Ley 24.241, que sujetaba los aumentos para jubilados, pensionados y beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo a una fórmula compuesta por el índice de precios al consumidor (“IPC”) (inflación) y la remuneración imponible promedio de los trabajadores estables (RIPTE, variación salarial).
 - *Tarifas de servicios públicos:* Se congelan por 180 días los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural “de jurisdicción nacional” y se autoriza la intervención de los entes reguladores de la electricidad y gas (ENRE y Enargas, respectivamente) por un año, y se retoma la competencia nacional sobre las distribuidoras Edenor y Edesur, que habían sido transferidas a la Ciudad y a la provincia de Buenos Aires. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural fue posteriormente prorrogado por 180 días adicionales a través del Decreto 543/2020.
 - *Retenciones:* Se faculta al Poder Ejecutivo a aplicar derechos de exportación de hasta 33% para soja y derivados y del 15% para trigo y maíz. Los productos industriales y agroindustriales y los servicios tendrán un máximo del 5%.
 - *Nuevo impuesto PAIS (Para una Argentina Inclusiva y Solidaria):* Se crea un impuesto, por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de la ley, que se aplicará sobre: (a) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico efectuada por residentes en el país; (b) 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 o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior, así como las compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales; (c) 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 débito; (d) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; y (e) adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país, en la medida en que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado de cambios al efecto de la adquisición de divisas. La alícuota se fija en el 30% sobre el importe total de la

operación en el caso de los apartados a) a d), y sobre el precio neto de impuestos y tasas en el caso del apartado e). Son sujetos del impuesto los residentes en el país sean personas humanas o jurídicas o sucesiones indivisas, que realicen alguna de las operaciones detalladas más arriba, en tanto que, si la operación se realiza a través de tarjetas de crédito, compra o débito alcanzará a quienes sean sus titulares o usuarios.

- *Contribuciones patronales:* Las alícuotas de las contribuciones patronales correspondientes a los subsistemas de las leyes 19.032 (INSSJP), 24.013 (Fondo Nacional de Empleo), 24.241 (SIPA) y 24.714 (Asignaciones Familiares) se fijan en el 20,40% para los empleadores del sector privado cuya actividad principal encuadre en los sectores “servicios” o “comercio” y en la medida en que sus ventas totales anuales superen los límites para la categorización como empresa mediana tramo dos, y en el 18% para los restantes empleadores del sector privado y para las entidades y organismos del sector público comprendidos en el art. 1 de la ley 22.016. Respecto de las contribuciones patronales arriba mencionadas y efectivamente pagadas, se establece la posibilidad de computar como crédito fiscal de IVA el monto que resulte de aplicar a las mismas bases imponibles las alícuotas diferenciales que se establecen en el Anexo I de la ley en función del área geográfica relevante.
- *Impuestos:* Para un análisis detallado de las modificaciones introducidas por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en materia de impuestos, por favor ver la Sección “Información Adicional – Carga Tributaria” del presente Prospecto.
- *Reperfilamiento de la deuda pública.* El 20 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 49/19, el Poder Ejecutivo dispuso que las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a ciertas Letras del Tesoro en Dólares fueran postergadas en su totalidad al 31 de agosto de 2020. Asimismo, el 5 de febrero de 2020 se aprobó la Ley N° 27.544, por la que se autoriza al Poder Ejecutivo a efectuar las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de los servicios de vencimiento de intereses y amortizaciones de capital de los títulos públicos de la Argentina emitidos bajo ley extranjera. Adicionalmente, a través del Decreto N° 141/20, el Poder Ejecutivo dispuso la postergación del pago de la amortización correspondiente a los bonos de Argentina en moneda dual vencimiento 2020 en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpe el devengamiento de intereses. Mediante Decreto 346/2020, de fecha 5 de abril de 2020, el Gobierno Argentino dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Economía. Con fecha 8 de agosto de 2020 se publicó la Ley N° 27.556, mediante la cual el Gobierno Argentino dispone la reestructuración de su deuda instrumentada en los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley de la República Argentina mediante una operación de canje. Los tenedores de aquellos títulos que resulten elegibles que no adhieran a la invitación a canjear continuarán con sus pagos diferidos hasta el 31 de diciembre de 2021. El 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas. El período para manifestar el consentimiento cierra el 15 de septiembre de 2020.
- *Reestructuración de la deuda soberana.* Con fecha 12 de febrero de 2020, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delega y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional los medios necesarios para la consecución de ello. Con fecha 4 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional informó haber llegado a un acuerdo de reestructuración de la deuda con ciertos acreedores. Adicionalmente, con fecha 4 de agosto el Congreso de la Nación aprobó un proyecto de ley para la reestructuración de deuda pública emitida bajo ley argentina, con el objetivo de darle a los acreedores locales, un trato similar al conseguido en el acuerdo de reestructuración con ciertos acreedores bajo ley extranjera. Con fecha 28 de agosto de 2020 cerró el período para manifestar el consentimiento a la oferta presentada por el Gobierno Nacional. El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la

oferta obtuvo el 93,40% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

- *Modificación del régimen de alquileres.* Desde el 1° de julio de 2020 rige la Ley N° 27.551 que modifica el Código Civil y Comercial en lo que respecta al contrato de locación e introduce cambios en la actualización del valor de los alquileres, el pago de expensas y el plazo de los contratos.
- *Reimplantación de controles de cambio.* El 1 de septiembre de 2019, durante la administración de Macri, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas al país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio, restricciones que fueron mantenidas e incrementadas. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.
- *Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo.* El 14 de agosto de 2020 se publicó la Ley Nro. 27.555 cuyo objetivo es establecer los presupuestos legales mínimos para la regulación de la modalidad del teletrabajo en aquellas actividades que, debido a su naturaleza y características particulares, lo permitan. Esta ley incorpora al régimen de contrato de trabajo aprobado por la Ley Nro. 20.744 determinadas provisiones relacionadas al teletrabajo, tales como la jornada laboral, los elementos de trabajo, y los derechos y obligaciones del trabajador, entre otras cuestiones. La ley entrará en vigor luego de que trascurren noventa (90) días contados a partir de la finalización del período de vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto 297/2020 y modificatorias.
- *Modificaciones al régimen de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (“TIC”).* Mediante Decreto 690/2020 de fecha 21 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino introdujo una serie de modificaciones a la Ley Nro. 27.078 de TIC. En primer lugar, se asignó el carácter de servicio público en competencia a los servicios de las TIC y el acceso a las redes de telecomunicaciones. Asimismo, modificó el régimen para determinar los precios. Se establece que las licenciatarias de los servicios de las TIC fijarán sus precios, lo que deberán ser justos y razonables, debiendo cubrir los costos de explotación, tender a una prestación eficiente y a un margen razonable de operación. A su vez, se dispone que los precios serán regulados por la autoridad de aplicación en el caso de los servicios públicos esenciales y estratégicos de las TIC en competencia, los prestadores en función del Servicio Universal y aquellos que determine la autoridad de aplicación por razones de interés público. También, se congelaron los precios de los servicios de las TIC -incluyendo a los servicios de radiodifusión por suscripción y de telefonía fija o móvil- desde el 31 de julio de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020.

A la fecha del presente Prospecto, no se puede predecir el impacto que estas medidas y cualquier otra medida que el nuevo gobierno pueda adoptar en el futuro tendrán sobre la economía Argentina en general y el sector energético en particular.

Algunas de las medidas propuestas por el Gobierno Argentino han generado y pueden generar oposición política y social, lo cual a su vez puede evitar que el Gobierno Argentino adopte esas medidas tal como las propuso. Aunque la alianza Frente de Todos de la que forma parte Alberto Fernández ganó en la mayoría de las provincias en las elecciones generales, no pudieron ganar la mayoría de las bancas en la Cámara de Diputados del Congreso Nacional. Esto resultará en que el gobierno busque apoyo político de la oposición para que sus propuestas económicas prosperen y crea más incertidumbre sobre la capacidad del nuevo gobierno para aprobar las medidas que esperan implementar.

La incertidumbre política en Argentina relacionada con las medidas que adopte el Gobierno Argentino con respecto a la economía del país podría volatilizar los precios de mercado de los títulos de empresas argentinas, incluidas en particular empresas del sector energético como las nuestras, dado el alto nivel de supervisión e involucramiento regulatorio en este sector.

No podemos ofrecer ninguna garantía sobre qué políticas implementará el Gobierno Argentino ni asegurar que los acontecimientos políticos en Argentina no afectarán nuestra situación patrimonial ni los resultados de nuestras operaciones.

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

El Peso argentino ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar en el pasado y ha seguido devaluándose frente a esa divisa en los meses recientes. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del

Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, también puede tener profundos impactos negativos sobre la economía del país y la situación patrimonial de los ciudadanos y las empresas. La devaluación que el Peso sufrió en los últimos años afectó la capacidad de las empresas argentinas de pagar sus deudas denominadas en moneda extranjera, conllevó un muy alto nivel de inflación, redujo significativamente el salario real y, por lo tanto, tuvo un impacto negativo sobre las empresas cuyo éxito depende de la demanda en el mercado interno, y afectó la capacidad del Gobierno Argentino de cumplir con sus obligaciones de pago de la deuda externa.

Luego de varios años de fluctuaciones relativamente moderadas en el tipo de cambio nominal, el peso argentino se depreció un 14,3% con respecto al Dólar en 2012, un 32,6% en 2013 y un 31,1% en 2014, (incluida una pérdida del 22,8% en el mes de enero, sobre la base de tipos de cambio oficiales informados por el Banco Central de Argentina), un 52% en 2015, un 21,4% en 2016, un 17% en 2017, un 102% en 2018 y un 59% en 2019. En el año 2017 finalizó con un tipo de cambio de \$18,649 por U\$S 1, al 31 de diciembre de 2018 a \$37,70 por U\$S 1 y al 31 de diciembre de 2019 a \$63,35, lo que representó una variación anual del 62,895%.

Adicionalmente, luego de darse a conocer el triunfo de Alberto Fernández en las elecciones Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias (PASO) llevadas a cabo el 11 de agosto de 2019 en el país, los mercados reaccionaron de forma negativa produciéndose una depreciación histórica de la moneda nacional. Como resultado del aumento en la volatilidad del Peso argentino, antes de finalizar su mandato, la gestión de Mauricio Macri anunció el restablecimiento de los controles cambiarios a partir de septiembre de 2019, que habían estado vigentes en Argentina entre 2002 y 2015 y habían sido eliminados por la administración del Sr. Macri a comienzos de 2016. Posteriormente, con la asunción de Alberto Fernández a la presidencia, los controles cambiarios fueron extendidos indefinidamente e incluso fueron endurecidos. Para más información sobre el tipo de cambio y/o los controles de cambio, por favor ver “*Información Adicional – Controles de Cambio*” de este Prospecto.

Por otro lado, un aumento sustancial del valor del peso frente al Dólar también representa riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso podría afectar las exportaciones, lo cual a su vez podría tener un impacto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo y disminuir los ingresos del sector público argentino al reducirse el cobro de impuestos en términos reales, dado que actualmente es muy dependiente de los aranceles de exportación.

Al 30 de junio de 2020, el 98% de nuestro EBITDA Ajustado provino de nuestros CCEE con CAMMESA y tomadores privados denominados en Dólares. A raíz de ello, un incremento sustancial del valor del peso frente al Dólar podría tener un impacto importante sobre los resultados de nuestras operaciones.

El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones.

En el pasado, la inflación ha socavado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, lo cual se observa en los precios sustancialmente mayores del combustible, la energía y los alimentos, entre otros factores. El Gobierno Argentino ha implementado programas para controlar la inflación y monitorear precios de bienes y servicios esenciales, incluido el congelamiento de precios de productos y servicios clave y acuerdos de soporte de precios entre el gobierno y empresas del sector privado en varias industrias y mercados.

De acuerdo con el INDEC, el índice de inflación nacional fue 39,2% en 2016 y 24,8% en 2017, 47,6% en 2018 y 53,8% en 2019; mientras que en enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio de 2020 ha sido de 2,3%, 2,0%, 3,3%, 1,5%, 1,5%, 2,2%, y 1,9% respectivamente (para más información véase “*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 nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital*”).

Un nivel alto de inflación afectaría la competitividad internacional de Argentina al diluir los efectos de una devaluación del peso, impactaría negativamente en el nivel de actividad económica y empleo y socavaría la confianza en el sistema bancario argentino, lo cual podría limitar aún más la disponibilidad de crédito local e internacional para las empresas. A su vez, una parte de la deuda argentina está ajustada según el Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación ocasionaría un incremento de la deuda externa argentina y, consecuentemente, de las obligaciones financieras del país, lo cual podría exacerbar la presión sobre la economía argentina. Un alto nivel de incertidumbre y una falta de estabilidad general en términos de inflación podrían además conllevar plazos contractuales más breves y afectar la capacidad de planificación y toma de decisiones.

Un entorno de alta inflación podría socavar la competitividad de Argentina en el extranjero, contrarrestando los efectos de la devaluación del Peso, con los mismos efectos negativos sobre el nivel de actividad económica. Si los niveles de inflación se mantuvieran o aumentaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectado y el acceso al crédito aún más restringido.

En tal sentido, conforme al Relevamiento de Expectativas del Mercado (“REM”) correspondiente al mes de agosto de 2020, la inflación proyectada (nivel general) para diciembre de 2020 es de 37,8%. Asimismo, el BCRA anunció nuevas metas de inflación para los años 2021 y 2022 del 33% y 27,2% respectivamente.

Si los niveles de inflación se mantuvieran o aumentaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectado y el acceso al crédito aún más restringido, y los resultados de nuestras operaciones podrían verse severamente afectados.

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 nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital.

Hasta 2015 la credibilidad del IPC y de otros índices publicados por el INDEC fue cuestionada. El 8 enero de 2016, basado en la determinación de que el INDEC había fallado en producir información estadística confiable, particularmente la relacionada con el IPC, con el PBI y con el comercio exterior, así como con las tasas de pobreza y desempleo, la administración de Macri declaró el estado de emergencia del sistema nacional de estadísticas y en el organismo oficial a cargo del sistema, el INDEC, al tiempo que anunció que el INDEC implementaría ciertas reformas metodológicas y ajustará determinadas estadísticas macroeconómicas sobre la base de tales reformas. Así se suspendió temporalmente la publicación de ciertos datos estadísticos hasta que se complete una revisión integral del instituto a fin de recuperar su capacidad de producir información confiable. Mientras tanto, la nueva administración lanzó un IPC alternativo sobre la base de datos de la Ciudad de En 2017, el INDEC comenzó a publicar un IPC nacional (el "IPC nacional"), que se basa en una encuesta realizada por el INDEC y varias oficinas provinciales de estadística en 39 áreas urbanas, incluida cada una de las provincias de la Argentina. La tasa oficial de inflación del IPC nacional para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 53,8%.

Cualquier futura corrección o actualización necesaria de los índices del INDEC podría resultar en una disminución de la confianza en la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la percepción que los inversores tienen del país y esto así influir en la capacidad de las Co-Emisoras de acceder a los mercados internacionales de capital para financiar sus operaciones y crecimiento, y que, a su vez, podría afectar negativamente sus resultados de operación y condición financiera.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento.

En 2005 y 2010 Argentina realizó oferta de canje y logró reestructurar aproximadamente el 92% de su deuda soberana, que se encontraba en default desde finales de 2001. Los *holdouts* que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países, incluido Estados Unidos. Finalmente, luego de una larga controversia entre estos acreedores y la Argentina, el gobierno finalmente alcanzó acuerdos con tenedores de una porción significativa de los bonos en default y canceló sus deudas con la mayoría de los *holdouts* mediante la emisión de bonos por U\$S 16.500 millones a 3, 5, 10 y 30 años, el 22 de abril de 2016. Por medio de dicha emisión, Argentina recuperó acceso a los mercados de capitales internacionales. Si bien el monto de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente, continúan pendientes de resolución en diversas jurisdicciones los procesos iniciados por los tenedores que no aceptaron la oferta de Argentina.

Asimismo, los accionistas extranjeros de algunas empresas argentinas presentaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (el "CIADI") con el argumento de que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis de 2001 y 2002 incumplieron con los estándares de trato justo y equitativo establecidos en varios tratados bilaterales de inversión suscritos por Argentina. Adicionalmente, se presentó una demanda contra Argentina en los tribunales de Nueva York por la compañía de energía Petersen Energía Inversora S.A., reclamando compensación por acciones que poseía de la ahora nacionalizada YPF S.A ("YPF") compañía de energía. Estos reclamos pendientes podrían llevar a sentencias adversas sustanciales contra el país, embargos o medidas cautelares sobre los activos argentinos o podrían hacer caer a la Argentina en cesación de pagos respecto de sus obligaciones, lo que podría impedir que la Argentina obtenga condiciones o tasas de interés favorables al acceder a los mercados de capitales internacionales o que no acceda a financiamiento internacional en absoluto. A la fecha, varias de estas disputas

se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

La continuidad de los litigios con el resto de los acreedores *holdout*, así como el mantenimiento de los reclamos ante el CIADI y otros planteos en contra del Gobierno Argentino, o cualquier situación futura de cesación de pagos de la Argentina respecto de sus obligaciones financiera podría hacer imposible que empresas argentinas como las nuestra accedan a los mercados internacionales de capital o bien podría hacer que los términos de dichas operaciones sean menos favorables que los ofrecidos a empresas de otros países de la región, lo cual potencialmente afectaría nuestra situación patrimonial.

En junio de 2018 el Gobierno Argentino, entonces presidido por Mauricio Macri, llegó a un acuerdo con el FMI para una línea de crédito por un monto de U\$S 50.000 millones con una duración de 36 meses, bajo la modalidad stand-by. A fines de septiembre de 2018, el Gobierno Argentino llegó a un acuerdo adicional con el FMI, aumentando los recursos disponibles por U\$S 19.000 millones hasta fines de 2019 y elevando el monto total disponible en el marco del programa a U\$S 57.100 millones hasta 2021A la fecha del presente Prospecto, la Argentina ha recibido desembolsos bajo el acuerdo por U\$S46.100 millones. Sin embargo, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado.

Además, producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina durante el 2019, con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto N° 346/2020 mediante el cual el Gobierno Argentino dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Asimismo, se exceptuó de dicho diferimiento a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justifican la razonabilidad de tales excepciones., los cuales se encuentran comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital dispuesto por el Decreto N° 346/20. Se aclara al público inversor que, a la fecha del presente Prospecto, las Co-Emisoras no tienen en cartera títulos incluidos dentro de este Decreto N° 346/2020.

En este sentido, el 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el “Canje”) con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal en que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso el canje de diferentes series de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares, Euros y Francos Suizos) y regidos bajo la legislación del Estado de Nueva York o inglesa, según el caso, que fueran emitidos oportunamente bajo los acuerdos de fideicomiso (Indentures) 2005 y 2016 por nuevas series de bonos denominados en Dólares o en Euros.

El Canje estaba abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. Con 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,40% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

Asimismo, el 4 de septiembre de 2020, el Gobierno Argentino anunció los resultados de la etapa temprana de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 98,80% de los bonistas. El período para manifestar el consentimiento cierra el 15 de septiembre de 2020.

Posteriormente, el Gobierno Argentino deberá negociar con el FMI. En ese sentido, recientemente el Ministro de Economía, Martín Guzman, envió una nota al FMI para comenzar las negociaciones de renegociación de la deuda con el fondo. Existe incertidumbre respecto a si el Gobierno Argentino tendrá éxito en la renegociación de esa deuda.

Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Gobierno Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del

Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría impactar negativamente en la economía y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

En el pasado, el Gobierno Argentino intervino en forma directa en la economía, por ejemplo, mediante expropiaciones o nacionalizaciones, control de cambios y controles de precios, entre otros. En 2008, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones. Como resultado de ello, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones privados, incluyendo participaciones accionarias significativas en un gran porcentaje de compañías listadas, fueron transferidos a un fondo separado (Fondo de Garantía de Sustentabilidad o el “FGS”) a ser administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”). En abril de 2012, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de YPF e impuso importantes cambios en el sistema dentro del cual operan las empresas petroleras. En febrero de 2014, el Gobierno Argentino y Repsol S.A., quien era titular de las acciones de YPF, anunciaron que habían alcanzado un acuerdo sobre los términos de la indemnización correspondiente a Repsol, dando por finalizado el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI.

Asimismo, en junio de 2020 el presidente Alberto Fernández anunció la intervención transitoria por 60 días del Grupo cerealero Vicentín, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia 522/2020, a fin de asegurar la continuidad de las operaciones de la empresa y preservar los empleos y bienes. La intervención fue decidida luego de que Vicentín solicitara la apertura de su concurso preventivo de acreedores. Además, el Gobierno anticipó que remitiría al Congreso de la Nación un proyecto de ley de expropiación de la firma, el cual la declararía "de utilidad pública", lo que la dejaría sujeta a expropiación. Sin embargo, con fecha 31 de julio de 2020, el presidente Alberto Fernandez derogó el mencionado Decreto 522/2020 que ordenó la intervención de Vicentín.

Esta nueva intervención por parte del gobierno generó incertidumbre en torno a la posibilidad de que se sigan interviniendo empresas en crisis que cuenten con una deuda considerable de entidades estatales.

No podemos garantizar que estas u otras medidas que el gobierno actual o los gobiernos futuros puedan adoptar, por ejemplo en respuesta a un malestar social, tales como expropiaciones, nacionalizaciones, intervenciones por parte de veedores designados por la CNV, renegociaciones o modificaciones forzadas de contratos existentes, nuevas políticas impositivas, fijaciones de precios, reformas de leyes, regulaciones y políticas aplicables al comercio internacional, las inversiones, etc., no tendrán un impacto negativo en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Los controles cambiarios y las restricciones a los ingresos y egresos de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectar de manera adversa a la economía argentina y, como consecuencia, a nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

En el pasado y principalmente a partir del último trimestre de 2011 y hasta el 17 de diciembre de 2015, el Gobierno Argentino intensificó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos en el exterior por parte de residentes locales, lo cual limitaba la posibilidad de transferir fondos al exterior. Por otra parte, también se dictaron otras reglamentaciones en virtud de las cuales ciertas transacciones en materia cambiaria quedaron sujetas a la previa aprobación de las autoridades fiscales argentinas. Como consecuencia, las autoridades argentinas redujeron significativamente el acceso al mercado de cambio para los individuos y entidades del sector privado, dando lugar a un mercado no oficial de comercialización de Dólares, que difería considerablemente de la cotización oficial del tipo de cambio entre el Peso y el Dólar.

La administración de Mauricio Macri eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se habían implementado. Sin embargo, tras las elecciones presidenciales primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el sistema financiero argentino experimentó una inestabilidad cambiaria generalizada acompañada de un retiro masivo de los depósitos en Dólares, por lo que con fecha 1 de septiembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019, complementado por la Comunicación “A” 6770 (sus modificaciones y complementarias) emitida por el BCRA en la misma fecha, mediante el cual se restablecieron los controles de cambio al ingreso y al egreso de divisas en la Argentina inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para mayor

información sobre los controles de cambio vigentes, véase “*Información Adicional – Controles de Cambio*” de este Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, no se puede predecir el impacto que tendrán estas medidas y otras que en el futuro adopte el Gobierno Argentino en la economía del país en su totalidad y en el sector financiero en particular. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina y causar volatilidad en los mercados de capitales locales. Todo ello podría limitar la capacidad de las Co-Emisoras de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de las Co-Emisoras de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras.

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

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N° 14.250, que disponen, entre otras cosas, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial o por sindicato. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes quedan obligadas por la decisión final una vez que cuenta con la homologación de la autoridad laboral y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se les aplica el convenio colectivo de trabajo pertinente. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, dar a sus empleados incrementos adicionales en función de mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales reclaman incrementos salariales significativos.

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, plazo que fuera extendido por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 528/2020. En tal sentido, en caso de despido sin justa causa durante dicho plazo, la trabajadora o el trabajador afectado tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente. Asimismo, por medio del Decreto 329/2020, el Gobierno Argentino dispuso, en el marco del brote de coronavirus (i) la prohibición de despidos sin causa y con causa en fuerza mayor o falta/disminución de trabajo no imputable al empleador; y (ii) la prohibición de suspensiones decididas por empleadores invocando la fuerza mayor o la falta/disminución de trabajo no imputable al empleador, en cada caso, por un período de 60 días hábiles desde la fecha de publicación, entre otras medidas. Dichas medidas se prorrogaron a través del Decreto 487/2020, por un plazo de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 329/2020, y por un plazo adicional de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 487/2020.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen mayores aumentos salariales o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores; tanto la masa de trabajadores como los sindicatos pueden presionar para lograr dichas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios a los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados operativos para las empresas argentinas, incluida la nuestra.

Una caída sostenida de los precios globales de los principales commodities que exporta la Argentina podría tener un efecto adverso para el crecimiento económico de la Argentina.

El mercado de las *commodities* se caracteriza por su alta volatilidad. Los precios elevados de los *commodities* contribuyeron significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como de los ingresos que el Estado percibió en concepto de impuestos sobre las exportaciones. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos como la soja volvió a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde principios de 2015, los precios internacionales de los *commodities* correspondientes a las principales exportaciones argentinas de productos básicos han caído, lo cual

tuvo un efecto adverso en el crecimiento económico del país. Aunque los precios crecieron y se estabilizaron entre 2016 y 2019, si los precios internacionales de los *commodities* cayeran, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, a causa de condiciones climáticas adversas puede verse afectada la producción de dichos bienes del sector agrícola, que representan una porción significativa de los ingresos argentinos procedentes de exportaciones.

Tales circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de ingresos para el estado, en las divisas disponibles y en la capacidad del estado para cumplir con el servicio de su deuda soberana, y podría generar presiones recesivas o inflacionarias, según cuál sea la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados impactaría de manera adversa en el crecimiento económico de la Argentina y, por lo tanto, en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Un elevado nivel de gasto público podría derivar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina

En los últimos años, el gasto público del Estado Nacional se ha incrementado considerablemente. En 2016 y 2017, el gasto del sector público nacional experimentó un incremento interanual del 38,2%% y 21,8%, respectivamente (medido en Pesos nominales) o del -1,2% y -2,8%, respectivamente (medido en Pesos constantes), y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 4,6% y del 3,8% del PBI, según cifras estimadas por el entonces Ministerio de Hacienda. En 2018, el gasto del sector público nacional aumentó 22,4% (medido en Pesos nominales) o en un -8,9% (medido en Pesos constantes) y con un déficit fiscal primario del 2,4% del PBI. En 2019, el gasto del sector público nacional alcanzó un 18,8% en términos del PBI y con un déficit fiscal primario del 0,5% del PBI. En los últimos años, el Gobierno Argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico. A la fecha de este Prospecto, las Co-Emisoras no puede prever con exactitud cuáles serán las consecuencias sobre la economía argentina en general o sobre la actividad de las Co-Emisoras en particular, que tendrán las medidas que el Gobierno Argentino y el BCRA pudieran tomar para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación actuales o futuros, podrían afectar negativamente la actividad de las Co-Emisoras, afectando inevitablemente su capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

La economía argentina podría resultar afectada de manera adversa por sucesos económicos en otros mercados globales.

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los mayores socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría acarrear un impacto adverso sustancial en la balanza comercial de Argentina y afectar en forma adversa el crecimiento económico del país. La menor demanda de exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso sustancial en el crecimiento económico de la Argentina. Por ejemplo, las devaluaciones de magnitud considerable en las monedas de Brasil y China y la desaceleración de sus respectivas economías podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Los mercados financieros y de valores en la Argentina se vieron influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados del mundo. Eso fue lo que ocurrió en 2008, cuando la crisis económica global llevó a un repentino deterioro de la Argentina en 2009, que fue acompañado por presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una caída de la confianza de consumidores e inversores. Si bien las condiciones económicas varían de un país a otro, la percepción que tienen los inversores acerca de los hechos ocurridos en un país puede afectar sustancialmente los flujos de capitales hacia otros países. Las reacciones de los inversores internacionales a los hechos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto “contagio” donde toda una región o clase de inversión resulta desfavorecida por los inversores internacionales. La Argentina podría verse afectada de manera adversa por sucesos económicos o financieros negativos en otros países, lo cual a su vez puede causar un efecto adverso en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. Los menores ingresos de capitales y la caída en los precios de los títulos valores afectan negativamente a la economía real de un país por vía de tasas de interés más altas o volatilidad monetaria. Además, la Argentina también puede resultar afectada por sucesos que ocurren en otros países que tienen incidencia en los ciclos económicos mundiales.

La economía internacional muestra señales contradictorias de crecimiento global, lo cual lleva a una incertidumbre financiera considerable. Por otra parte, la posibilidad de la Argentina y de las compañías locales de poder recurrir a los mercados de deuda para financiarse, depende en gran medida de la estructura de tasas de interés en Estados Unidos y de la política monetaria implementada por la Reserva Federal de Estados Unidos. Durante el año 2018, la curva de tasas de interés en Estados Unidos se desplazó hacia arriba, generando una devaluación generalizada en los mercados emergentes, siendo la Lira de Turquía y el Peso las monedas más afectadas en la relación de cambio con el Dólar. Sin embargo, en julio de 2019, la Reserva Federal de los Estados Unidos redujo las tasas por primera vez desde 2008, indicando una expectativa de menor crecimiento en el futuro, manteniéndose bajas las tasas a largo plazo durante 2020. Cualquier eventual aumento de la tasa de referencia americana y en general de los estados pertenecientes a las economías desarrolladas, podría aumentar el riesgo país, dilatando el costo de endeudamiento para la Argentina y para las compañías locales. Además, se desconoce el impacto que puede llegar a tener la aceleración de la reducción de la liquidez en la economía global, ni qué efecto se produciría en el sistema financiero global si algún país o alguna de las entidades financieras globales más importantes del mundo cayera en estado de insolvencia, ni los efectos que tal situación podría producir sobre el resto del sistema. No puede garantizarse que estas situaciones de carácter mundial, o similares o asimilables, puedan volver a tener lugar, con los consecuentes posibles efectos significativos de largo plazo en América Latina y en Argentina, principalmente en la falta de acceso al crédito internacional, menores demandas de los productos que Argentina exporta al mundo, y reducciones significativas de la inversión directa externa.

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

Este año corresponde se lleven adelante las elecciones presidenciales, entre otros cargos, en Estados Unidos a las que se presentarán Joe Biden y Donald J. Trump, este último buscando su reelección. A la fecha del presente Prospecto, y en el marco de la pandemia de COVID-19 no se puede asegurar que efectivamente se desarrollarán las referidas elecciones y en caso de celebrarse, las medidas y políticas que adoptará el candidato electo, lo que podría generar incertidumbre en los mercados internacionales y podría tener un efecto negativo en las economías en vías de desarrollo, incluida la economía Argentina.

El comercio exterior argentino es altamente dependiente de la economía brasileña; por lo tanto, un continuo deterioro de la economía de Brasil y de sus relaciones con Argentina podría conducir al deterioro de la balanza comercial de Argentina. Otras crisis políticas y económicas brasileñas que pudieran ocurrir podrían afectar negativamente a la economía argentina. Sin perjuicio de lo antedicho, la economía brasileña creció un 1,1% tanto en 2017 como en 2018, y un 0,9% en 2019.

A lo largo de 2019 se han observado diversas protestas a lo largo de América Latina, contra medidas de austeridad o la corrupción política en la región. En Chile, la causa inmediata de estos sucesos fue el alza en la tarifa del sistema público de transporte de Santiago, lo que derivó en varios focos de protestas y disturbios violentos a lo largo del país reclamando la adopción de un cambio en la política económica y la reforma de su constitución nacional. En cuanto a Bolivia, Evo Morales renunció a su cargo de presidente en un contexto de protestas, presión social y acusaciones de fraude electoral. En este contexto, el Congreso de Bolivia anuló las elecciones y decidió convocar a nuevas elecciones que a la fecha de este Prospecto aún no fueron celebradas. El hecho por el cual dimitió Morales fue calificado por varios países como un golpe de estado.

En marzo de 2020, luego del fracaso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y Rusia para alcanzar un acuerdo para estabilizar el mercado petrolero, Arabia Saudita decidió aumentar su producción de petróleo, inundando el mercado y lanzando una guerra de precios. Esta decisión, en un momento en que la demanda mundial de petróleo se encuentra cayendo debido al impacto del coronavirus en el comercio mundial y la economía, provocó una disminución del precio del 30% del petróleo, que representa la disminución más significativa desde 1991. Esta caída en los precios internacionales del petróleo y sus derivados se agrega al entorno económico ya frágil en Argentina. El 9 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, se acordó aumentar la producción. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio.

La concreción de alguno o todos estos riesgos, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material

negativo en la economía argentina, en el interés de los inversores en empresas argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de las Co-Emisoras, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

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 las Co-Emisoras y, eventualmente, designar un veedor en las Co-Emisoras o hasta incluso separar a los órganos de administración de las mismas.

Las Co-Emisoras se encuentran sujetas al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que ésta pueda ejercer. En este sentido, la Ley 26.831 en su artículo 20 otorgaba a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por los órganos de administración de cada Co-Emisora y hasta (ii) separar a los órganos de administración de las emisoras 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. Asimismo, 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 27.440, eliminando los puntos (i) y (ii) descriptos en el primer párrafo del presente factor de riesgo.

De todas maneras, las Co-Emisoras no pueden 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 las Co-Emisoras o separar a sus órganos 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 las Co-Emisoras y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria es difícil de determinar.

Con fecha 1 de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria N° 27.401 (la "Ley de Responsabilidad Penal Empresaria"), la cual establece la responsabilidad penal de personas jurídicas por delitos penales contra la administración pública y cohecho transnacional cometidos por, entre otros, sus accionistas, apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. Las compañías que sean consideradas responsables quedarán sujetas a diversas sanciones, incluyendo, entre otras, multas de dos a cinco veces el beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener y la suspensión parcial o total de sus actividades por hasta un plazo de diez años. A su vez, la norma extiende la responsabilidad penal en virtud del Código Penal de la Nación a los casos de cohecho cometidos fuera de Argentina por ciudadanos argentinos o compañías domiciliadas en el país.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar ni predecir las consecuencias que la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria pueda tener en la reputación, situación financiera y patrimonial, negocios y operaciones de las sociedades que desarrollan sus actividades en la Argentina.

Actualmente se están llevando adelante en Argentina investigaciones sobre supuestos hechos de corrupción que podrían tener un impacto adverso en el desarrollo de la economía del país y en la confianza de los inversores.

A la fecha de este Prospecto, varios empresarios argentinos (incluyendo el Sr. Armando Roberto Losón, quien se desempeñó como presidente de las sociedades que conforman el Grupo Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018), y aproximadamente quince ex funcionarios del gobierno de la ex presidente Cristina Fernández de Kirchner están siendo investigados por supuestos hechos relacionados con la entrega de dádivas y asociación ilícita. Como consecuencia de dicha investigación, el 17 de septiembre de 2018, la ex presidente Fernández de Kirchner y varios empresarios (incluyendo, entre otros 50 empresarios aproximadamente, al Sr. Armando Roberto Losón) fueron procesados por distintos delitos y se decretó la inhabilitación general de bienes sobre dichas

personas. Con fecha 20 de diciembre de 2018, la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I, resolvió confirmar el procesamiento modificando la situación procesal de algunos de los procesados (incluyendo la del Sr. Armando Roberto Losón), dejando sin efecto la imputación por asociación ilícita e instando al Juez de Primera Instancia a profundizar las investigaciones a fin de evaluar una eventual re caracterización del tipo penal aplicable. Asimismo, en dicha oportunidad, la Cámara dejó sin efecto en algunos casos, incluyendo el del Sr. Armando Roberto Losón, la inhibición general de bienes sustituyéndola por un embargo. Con fecha 20 de septiembre de 2019, el juez Claudio Bonadío elevó a juicio oral la Causa, manteniendo el procesamiento únicamente por el delito de cohecho activo. Con fecha 27 de julio de 2020, se declaró la nulidad parcial del auto de elevación a juicio, respecto del Sr. Armando Roberto Losón, para que el juez de primera instancia cumpla con la profundización de las investigaciones al considerarse que de corroborarse las defensas interpuestas por el Sr. Armando Roberto Losón, podría cambiar su situación procesal y la competencia jurisdiccional. Al respecto, véase “*Riesgos relacionados a las Co-Emisoras—Riesgos relacionados con el Proceso Penal*” más adelante en el presente Prospecto.

Dependiendo de los resultados de dichas investigaciones, de la situación particular de cada compañía, y del tiempo que lleve concluir las, las compañías conducidas al momento de los hechos por dichos empresarios podrían afrontar, entre otras consecuencias, una disminución en su calificación crediticia y reclamos de sus inversores, así como restricciones al acceso al financiamiento.

Asimismo, los efectos de estas investigaciones podrían afectar los niveles de inversión en general en Argentina, incluyendo la inversión en infraestructura, así como la continuación, desarrollo y terminación de proyectos de obras, que, en una última instancia, podrían conducir a un menor crecimiento de la economía argentina.

A la fecha de este Prospecto no es posible determinar el impacto que estas investigaciones podrían tener en la economía argentina. Del mismo modo, no se puede predecir durante cuánto tiempo podrían continuar las investigaciones de corrupción, qué otros empresarios podrían ser investigados o qué tan trascendentes podrían ser los efectos de estas investigaciones, en particular para el sector energético. A su vez, la disminución de la confianza de los inversores, entre otras cuestiones, podría tener un efecto adverso significativo en el desarrollo de la economía argentina que podría perjudicar el negocio de las Co-Emisoras, su condición financiera y los resultados de sus operaciones. Véase “*Riesgos relacionados con Co-Emisoras—Riesgos relacionados con el Proceso Penal*” más adelante en el presente Prospecto.

Resulta necesario aclarar que las disposiciones de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria no aplican a los hechos actualmente investigados en el Proceso Penal (tal como este término se define más adelante), que son anteriores a su vigencia. Véase “*Riesgos relacionados con la Argentina – El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria dictada recientemente en Argentina es a la fecha de este Prospecto difícil de determinar*”.

b) Riesgos Relacionados con el Sector Energético Argentino

La infraestructura energética requiere importantes gastos de capital de parte del Gobierno Argentino.

En los últimos años no se han realizado inversiones públicas suficientes en el sector energético argentino, especialmente en los sectores de transporte y distribución de energía eléctrica. Esto tuvo por consecuencia la reducción del superávit, afectando el gasto público en infraestructura y otros proyectos de infraestructura del Gobierno Argentino o los gobiernos provinciales, perjudicando al sector.

El Gobierno Argentino, mediante Decreto N° 134/2015 de fecha 16 de diciembre de 2015, decretó la emergencia del Sector Eléctrico Nacional. En concordancia, se dictaron dos resoluciones principales. La Resolución 6/2016 de fecha 25 de enero de 2016 determinó incrementos en los precios de la energía eléctrica que pagan los usuarios finales. Por otro lado, la Resolución 7/2016 plasmó incrementos del precio estacional de la energía eléctrica dando instrucciones al ENRE para que fijara los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, las dos distribuidoras de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires. El ENRE emitió la Resolución 1/2016 con los nuevos cuadros tarifarios aplicables a EDENOR y EDESUR e incrementos adicionales para remunerar el margen de las distribuidoras, a la vez que quitó la percepción del Plan de Uso Racional de la Energía que éstas percibían en el marco de regulaciones anteriores.

Por su parte, la nueva administración del Presidente Fernández aprobó la Ley de Solidaridad en diciembre 2019, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la misma Ley de Solidaridad y por un plazo máximo de hasta ciento

ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural fue posteriormente prorrogado por 180 días adicionales a través del Decreto 543/2020. Por otro lado, faculta al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, lo cual ha sido cumplido mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020, respectivamente, que han designado en calidad de interventores al Lic. Federico José Basualdo Richards y al Lic. Federico Bernal, respectivamente.

El negocio de las Co-Emisoras depende en gran medida de la existencia de una adecuada infraestructura energética. Si el Gobierno Argentino no pudiere generar los incentivos apropiados para el correcto desarrollo de una infraestructura apropiada, esto podría afectar el negocio de las Co-Emisoras lo que podría afectar negativamente en su capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

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 argentina de 2001 y 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.

Las medidas de congelamiento de tarifas y su conversión a Pesos, sumadas al contexto de una inflación elevada y la devaluación del Peso, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales.

Todo ello conllevó a que, en el año 2015, el Gobierno Argentino declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, a fin de que el Gobierno Argentino pueda adoptar medidas tendientes a garantizar la oferta de electricidad y a retornar a la plena operatividad de la Ley 24.065 que rige al sector. Así, se instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (el “MeyM”) a que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En este contexto, la SEE aumentó sustancialmente los precios en el MEM a través de la Resolución 22/2016 y, el 2 de febrero de 2017, por intermedio de la Resolución 19/2017, se definió un nuevo esquema de remuneración por variable y potencia disponible aplicable a los cogeneradores, generadores y autogeneradores del MEM que no tuviesen su energía contractualizada a través de un contrato de abastecimiento particular. La resolución estuvo vigente desde las transacciones económicas de febrero 2017 y la metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en Dólares, y hasta febrero del 2019.

En forma paralela, la SEE dictó la Resolución 21/2016 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación, ofreciendo a los generadores tarifas denominadas en Dólares atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación que se pusiera a disposición. En el proceso licitatorio en cuestión, se adjudicaron un total de 3108 MW, de los cuales 1915 MW fueron en una primera etapa y los otros 1193 MW como producto del llamado a mejorar las ofertas económicas. La energía y potencia contratada se incorporará al sistema eléctrico entre el 10 de diciembre de 2016 y el 1 de febrero de 2018.

Con fecha 10 de mayo de 2017, el SEE inició un proceso de licitación en virtud de la Resolución 287 – E/2017 para la instalación de nuevas unidades de generación térmica –cierre de ciclos y cogeneración– que debían ponerse en funcionamiento en 30 meses, a cambio de lo cual ofreció a las empresas generadoras la celebración de CCEE a 15 años con CAMMESA denominados en Dólares. A la fecha del presente prospecto, GEMSA fue adjudicada con dos CCEE por un total de 251 MW por un plazo de 15 años. Para mayor información sobre los proyectos de expansión de las Co-Emisoras en virtud de la Resolución 287 – E/2017, véase la sección “*Información de las Co-Emisora y el Garante – Expansión de Capacidad*”.

Asimismo, desde año 2017 hasta el 2019 se llevaron a cabo diferentes convocatorias nacionales e internacionales para el desarrollo de proyectos de energías renovables en los que se adjudicaron un total de 4725,58 MW.

Por su parte, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública que, en su Título III, contiene disposiciones relativas al sector energético. Así, el artículo 5 de dicha ley facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Por otro lado, el artículo 6 de la Ley 27.541 facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, lo cual ha sido cumplido mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020, respectivamente.

En ese contexto, además, se ha dictado la Resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía, de fecha 27 de febrero de 2020, que derogó la Resolución 1/2019 de la entonces Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, y (ii) aprobó un nuevo mecanismo de remuneración para generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM, con efectos retroactivos al 1° de febrero de este año. Esta resolución introduce un nuevo esquema de remuneración que, a diferencia de la Resolución 1 derogada, prevé que las sumas pagadas a los agentes del MEM identificados más arriba serán nominadas y abonadas en Pesos y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología.

No podemos asegurar que los cambios operados en las leyes y regulaciones aplicables, o las eventuales interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente la actividad de las Co-Emisoras, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y la capacidad de repagar las Obligaciones Negociables.

El Gobierno Argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado, y podría continuar haciéndolo en el futuro.

Históricamente, la industria eléctrica ha sido significativamente controlada por el Gobierno Argentino a través de la propiedad y dirección de compañías estatales involucradas en la generación, transporte y distribución de electricidad. A partir de 1992, comenzando con la privatización de varias compañías del sector público, el Gobierno Argentino ha reducido su control sobre la industria. Sin embargo, la industria eléctrica permanece sujeta a una amplia regulación e intervención gubernamental. En particular, en 2002 la industria eléctrica argentina sufrió una importante intervención a partir de la crisis, a través de la sanción de la Ley de Emergencia Pública y resoluciones posteriores que introdujeron diversos cambios sustanciales en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios, que afectaron seriamente a las empresas de transmisión, distribución y generación de electricidad incluyeron (i) el congelamiento y la pesificación de las tarifas; (ii) la revocación de los mecanismos de ajuste e indexación por inflación y (iii) la introducción de nuevos mecanismos para el establecimiento de precios en el MEM, medidas que tuvieron a su vez un impacto significativo en las empresas de generación y ha derivado en desequilibrios de precios significativos entre los participantes de este mercado.

El Gobierno Argentino continúa interviniendo en este sector, mediante, entre otros, el otorgamiento de incrementos de margen temporarios a las distribuidoras y transportistas, mejoras en las remuneraciones percibidas por los generadores en concepto de potencia y operación y mantenimiento, el adelanto de objetivos para la creación de una nueva tarifa social para las áreas azotadas por la pobreza y la cesión de créditos a ser transferidos a fondos fiduciarios manejados por el Gobierno Argentino para financiar inversiones en infraestructura de generación, transmisión y distribución (Ejemplo: FONINVEMEM).

Recientemente, el Gobierno Argentino, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 311/2020 (para más información sobre el COVID-19 y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino por favor ver *“La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19”* en la sección *“Factores de Riesgo”* del presente Prospecto) estableció que las empresas prestadoras de servicios de energía eléctrica (entre otras), no podrán cortar el suministro, en los casos de falta de pago o mora de hasta tres facturaciones (vencidas desde el 1° de marzo de 2020) consecutivas o alternadas, a ciertos usuarios de ingresos bajos y medios. En este sentido, el público inversor debe tener en cuenta que las Co-Emisoras perciben ingresos de CAMMESA y de otros Grandes Usuarios (no incluidos en este DNU 311/2020) por lo que esta medida no debería tener impacto en sus estados financieros. Al respecto, por favor ver *“Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones”* en la presente sección de *“Factores de Riesgo”*. Asimismo, recientemente la Resolución 19/2017 ha sido derogada por la Resolución SE 31/2020 emitida por el actual gobierno. Esta nueva resolución modifica las condiciones de remuneración a los generadores que se

encuentran sin contratos. Los precios por capacidad y generación se pesifican con una reducción del precio anterior y se establecen actualizaciones mensuales sujetas a los cambios en el IPC y el IPIM. Por el momento y hasta nuevo aviso no se realizaron los ajustes inflacionarios previstos.

Las Co-Emisoras no pueden asegurar si ésta o alguna de las otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino tendrán un impacto sobre el valor de las inversiones actuales o futuras en el sector eléctrico ni que el Gobierno Argentino no adoptará legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública en el futuro o que la Ley de Emergencia Pública no sea prorrogada en el futuro (lo cual, a su vez, podría tener un impacto directo sobre el marco regulatorio de la industria de la electricidad, sea a través de la derogación, modificación o una nueva interpretación de las normas existentes y/o del dictado de nuevas regulaciones en la materia) o que se disponga una renegociación forzosa de los contratos de compraventa de energía. Ello podría afectar directa e indirectamente el segmento de generación de energía y la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Operamos en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a nuestra actividad comercial y podríamos estar sujetos a penalidades y obligaciones que podrían tener un impacto adverso sustancial en los resultados de nuestras operaciones.

Estamos sujetos a una gran variedad de regulaciones y a instancias de supervisión federales, provinciales y municipales, entre ellas, legislación y regulaciones en materia tarifaria, laboral, de seguridad social, salud pública, protección de los consumidores, cuidado del medio ambiente y defensa de la competencia. Asimismo, en Argentina hay 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada uno de esos distritos está facultado, en virtud de la Constitución de la Nación Argentina, para dictar legislación relativa a impuestos, asuntos ambientales y al uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también suelen tener facultades para regular dichas cuestiones. Si bien la generación eléctrica es considerada una actividad de interés general y está sujeta a legislación federal, dado que nuestras instalaciones se encuentran ubicadas en varias provincias, también quedamos sujetos a la legislación provincial y municipal. No podemos asegurar a los inversores que los acontecimientos futuros que tengan lugar en provincias y municipios en materia tributaria (incluidos los impuestos sobre las ventas, higiene y seguridad y servicios generales), ambiental, sobre el uso del espacio público u otras cuestiones no tendrá algún impacto adverso sustancial en nuestra actividad comercial, en los resultados de las operaciones y en nuestra situación patrimonial. El cumplimiento de la legislación y las regulaciones actuales o futuras podrían exigirnos la realización de gastos sustanciales y el desvío de fondos de las inversiones planificadas de tal manera que nos podría afectar de manera adversa en la actividad comercial, en los resultados de nuestras operaciones y en nuestra situación patrimonial.

Asimismo, en caso de no cumplir con la legislación y las regulaciones vigentes, o con nuevas interpretaciones de las regulaciones vigentes o con cualquier nueva legislación y regulaciones, tales como aquellas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible y de otra índole, materiales volátiles, seguridad informática, emisiones o calidad del aire, transporte y disposición de residuos peligrosos y sólidos, así como otras cuestiones ambientales, o con los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio del sector energético podría someternos a multas y penalidades y tendría un impacto adverso sustancial en nuestros resultados financieros.

Nuestra capacidad de generación de electricidad depende de la disponibilidad de gas natural; así, las fluctuaciones en la oferta o en el precio del gas podrían afectar sustancialmente y de manera adversa los resultados de nuestras operaciones.

El suministro o el precio del gas utilizado en las actividades de generación han sido y continuarán siendo periódicamente afectados, entre otras causas, por la disponibilidad de gas en Argentina, la capacidad de las Co-Emisoras de celebrar contratos con productores locales de gas y compañías transportadoras de gas, la necesidad de importar una mayor cantidad de gas a precio más alto que el precio aplicable a la oferta local en el caso de escasez en la producción local. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas de la Argentina se encuentran en fase de madurez y no fueron objeto de inversiones significativas destinadas a actividades de desarrollo y exploración. Por ende, es probable que se agoten las reservas. Asimismo, tales inversiones no garantizan el éxito de las actividades petroleras y gasíferas.

Varias de las plantas generadoras las Co-Emisoras están equipadas para operar únicamente con gas y, en caso de falta de disponibilidad de gas, estas instalaciones no podrán cambiar a otros tipos de combustibles para seguir generando electricidad. Si las Co-Emisoras no pudieran adquirir gas a precios que le resulten convenientes, si disminuye el suministro de gas, si el procedimiento descrito anteriormente es cancelado o si CAMMESA no abastece gas a las instalaciones de generación de las Co-Emisoras (a partir del 30 de diciembre de 2019, mediante la Resolución N° 12/19, el suministro de combustible nuevamente quedó centralizado en

CAMMESA (exceptuada la provisión de combustibles para los generadores bajo Energía Plus), los costos podrían incrementarse o podría afectarse la capacidad de las Co-Emisoras de operar sus plantas generadoras en forma rentable. Asimismo, algunas de sus unidades generadoras están adheridas al programa “Energía Plus” en virtud de la Resolución N° 1281/06 y/o han suscripto Contratos de Abastecimiento MEM en virtud de la Resolución N° 220/07. Ambas reglamentaciones exigen a los generadores garantizar la potencia comprometida con sus propios combustibles a través de la suscripción de contratos de gas natural en firme y transporte.

De conformidad con algunos de nuestros CCEE celebrados en virtud de los marcos regulatorios de la Resolución 220/2007 (nuestros CCEE relativos a CTR y 45MW de GEMSA) y de Energía Plus, tenemos la obligación de adquirir el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación eléctrica. Un régimen muy similar aplicará asimismo a nuestros CCEE una vez que se encuentre en ejecución los contratos adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución 287/2017. De conformidad con los demás CCEE en virtud del marco regulatorio de la Resolución 220/2007 y de los arreglos en virtud de Energía Base, el combustible nos lo suministra CAMMESA. Obtenemos el combustible (principalmente gas natural) que estamos contractualmente obligados a adquirir en virtud de contratos de suministro de gas con nuestra empresa afiliada, RGA (para mayor información sobre los contratos de suministro de combustible con RGA, véase la sección “*Estructura de las Co-Emisoras, Accionistas o Socios y Partes Relacionadas – Transacciones con Partes Relacionadas*”). De todas formas, el suministro de combustible podría verse afectado entre otras cosas por, (i) la disponibilidad y transporte de gas natural/gasoil en Argentina, (ii) la capacidad de celebrar contratos con productores locales de gas natural y empresas transportadoras de gas natural, (iii) la necesidad de importar mayores cantidades de gas natural a un precio superior al aplicable al suministro local como resultado de una baja producción local y (iv) la redistribución de gas ordenada por la Secretaría de Energía en el marco de la Nota 6866, dada la actual escasez de suministro. Adicionalmente, el suministro de electricidad a grandes consumidores bajo el “Plan de Energía Plus” y Contratos de Abastecimiento (véase la sección “*La industria eléctrica en Argentina y su regulación – Normas con influencia en generadores eléctricos – Resolución 1281/2006 – Energía Plus*” en este Prospecto) requiere la suscripción de contratos de suministro de gas natural en firme y de transporte. Si se reduce la oferta de gas, nuestros costos podrían incrementarse o bien se podría ver menoscabada nuestra posibilidad de operar de manera rentable nuestras instalaciones generadoras. Por lo general, los mayores precios del gas afectan de manera adversa nuestro margen bruto en virtud del marco regulatorio de Energía Plus. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluidas instalaciones para barcazas, redes viales y gasoductos) disponible para atender a cada instalación generadora. Como consecuencia, nuestras plantas eléctricas están sujetas a los riesgos de interrupciones o reducciones en la infraestructura y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o los mayores precios del gas natural o del gasoil, lo cual tendría un impacto sustancialmente adverso en nuestra situación patrimonial y en los resultados de nuestras operaciones.

Producto de la desaceleración del uso de capacidad industrial en todo el mundo, con motivo de la expansión del COVID-19 (y las medidas adoptadas por los gobiernos para evitar su propagación) y la ruptura entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia, los precios del petróleo crudo han caído más del 30%) durante el mes de marzo de 2020. Históricamente, ha existido cierta correlación entre el precio del petróleo crudo y el gas natural.

Si bien en el pasado los precios del petróleo y/o gas natural en Argentina no han necesariamente reflejado los aumentos o bajas en los precios internacionales, una caída sostenida o significativa en los precios internacionales del petróleo, como la generada como consecuencia de la pandemia y los conflictos comerciales, podría afectar adversamente los precios del petróleo y/o gas natural en el mercado local. En efecto, en abril de 2020, los precios internacionales del petróleo (WTI) bajaron hasta alcanzar una cotización negativa de U\$S-40,1. Ello se debe principalmente a que el stock de petróleo crudo almacenado registro un incremento tal que se alcanzó la capacidad máxima de almacenamiento disponible en Estados Unidos. La falta de almacenamiento disponible, combinada con una situación de bajos precios del precio del petróleo crudo y la disminución en la demanda por el efecto del COVID 19, provocó la caída abrupta de los precios.

A pesar de esta reducción del precio internacional de gas natural, debe tenerse presente que si se reduce la oferta de gas, los costos de las Co-Emisora podrían incrementarse o bien verse menoscabada su posibilidad de operar de manera rentable sus plantas. En este sentido, y tal como fuera expuesto en “*Información de las Co-Emisoras y del Garante – Nuestros Clientes*” de este Prospecto, en la actualidad el gas natural consumido por las Co-Emisoras es provisto y/o remunerado por CAMMESA, con la excepción del régimen de Energía Plus 1281/06 que permite el autoabastecimiento.

Debe tenerse en cuenta, además, que el incremento en la demanda de gas natural, especialmente en el invierno y la escasez de suministro, pueden resultar en una incapacidad de las empresas encargadas del suministro de proveer el gas natural requerido para el funcionamiento normal de las centrales.

El riesgo de la escasez o falta en el suministro del gas natural sin perjuicio de estar mitigado por la posibilidad de su reemplazo por gasoil podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras y en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Riesgo Regulatorio.

Las operaciones de las Co-Emisoras están y seguirán estando sujetas a importantes riesgos debido al marco regulatorio en el que funciona. Hasta tanto el Gobierno Argentino no restablezca un marco regulatorio que modifique los actuales controles de precios vigentes de modo de eliminar el desequilibrio entre el precio estacional cobrado a los consumidores finales y los costos de generar electricidad, los resultados de las operaciones y el ingreso de caja de las Co-Emisoras seguirán afectados negativamente en el futuro. Si estos cambios no llegan a producirse, el flujo de fondos de las Co-Emisoras podría ser significativamente más bajo e incierto. Además, el Gobierno Argentino, podría modificar desfavorablemente el entorno regulatorio, empeorando las condiciones en las que operan las Co-Emisoras, lo que podría afectar el pago de las Obligaciones Negociables.

Asimismo, las Co-Emisoras desarrollan su actividad en un mercado regulado el cual ha visto restringido sus ingresos por mecanismo de precios máximos y por distintas medidas como el FONINVEMEM. Si bien las consideraciones esgrimidas en la reciente normativa sancionada parecieran ser favorables para las Co-Emisoras, las políticas del Gobierno Argentino podrían cambiar el curso y suscitarse medidas que limiten o castiguen más aún a las Co-Emisoras del sector pudiendo llegar incluso a la expropiación de las centrales por considerarlas de utilidad pública, circunstancia en la que las Co-Emisoras no podrá continuar su negocio, recibiendo únicamente una compensación económica por dicha expropiación. Este hecho podría dañar la situación económica y financiera de las Co-Emisoras y podría perjudicar el pago de las Obligaciones Negociables.

Nuevas medidas que fomenten proyectos de generación de energía renovable podrían afectar nuestras ventas.

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 Ministerio de Energía y Minería llevó adelante el Programa RenovAr para la celebración de contratos de fuente renovable con CAMMESA por el plazo de 20 años. Así, se han convocado y realizado las licitaciones públicas bajo las Resoluciones RenovAr 1 71/2016, MeyM 136/16 y MeyM 213/16 –Programa RenovAr Ronda 1-; Resoluciones MeyM 252/16 y 281/16- Programa RenovAr Ronda 1.5- y Resolución 275/17- Programa RenovAr Ronda 2-. De acuerdo con un informe publicado por 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 mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con 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 Ministerio de Energía y Minería ha dictado la Resolución 281/17 a través de la cual se implementa el Régimen del Mercado a Término de Energía de Fuentes Renovables (“MATER”) por lo que los Grandes Usuarios Habilitados y los usuarios con demandas mayores a 30MW podrán celebrar contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables para dar cumplimiento a su obligación de consumo. El Anexo de la Resolución 281/17 citada expresamente prevé que la energía contratada bajo tales contratos podrá ser asignada al cumplimiento de la demanda Base o Excedente, a criterio del gran usuario.

El 9 de enero de 2018 la Subsecretaría de Energías Renovables dictó la Disposición N° 1/2018, complementaria de la Resolución 281/17, cuyos aspectos salientes en relación a la prioridad de despacho son: (i) el procedimiento de desempate entre proyectos que hubiesen requerido la asignación de prioridad; (ii) la imposibilidad de quien hubiese obtenido la prioridad de despacho y no hubiese cumplido con la constitución de la caución, de efectuar una solicitud de ese tenor y para el mismo proyecto, por cuatro trimestres siguientes; (iii) la facultad de requerir una asignación de prioridad de modo parcial, por una potencia menor a la totalidad de la central; (iv) la asignación de prioridad de despacho para capacidad de transporte futura; (v) la asignación de prioridad de despacho, con obras de ampliación de la capacidad de transporte a cargo del interesado, en los términos del Anexo 16 de Los Procedimientos y (vi) la asignación de prioridad de despacho para aquellos proyectos que operen en el MATER y que acrediten haber emitido la orden de compra de la totalidad de los equipos electromecánicos con anterioridad a la fecha de publicación de la Disposición.

Asimismo, la introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de nuestras plantas alimentadas con gas en la orden de despacho. En este sentido, podríamos enfrentarnos con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho (en particular, respecto de algunas de nuestras plantas más antiguas y por generación de fuente renovable que cuenta con prioridad de despacho según la Ley 27.191) conforme se tornen disponibles tecnologías nuevas y más eficientes en nuestro mercado. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar nuestra competitividad y por ende incidir en nuestra capacidad de celebrar nuevos CCEE a largo plazo. En caso de no poder celebrar nuevos CCEE a largo plazo, es posible que se nos exija vender la electricidad en virtud de otros marcos regulatorios a precios que podrían ubicarse por debajo de aquellos establecidos en nuestros CCEE. Si no logramos asegurar CCEE a largo plazo, podríamos enfrentar una mayor volatilidad de nuestras utilidades y flujos de fondos, al tiempo que podríamos registrar pérdidas sustanciales durante determinados períodos, lo cual podría tener un impacto adverso sustancial en nuestra actividad comercial, en los resultados de nuestras operaciones y en nuestra situación patrimonial.

El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene puede implicar gastos significativos que podrían afectar de manera adversa los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras operaciones se encuentran reguladas por una gran variedad de requisitos ambientales y de seguridad e higiene establecidos en las regulaciones federales y locales. Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos para seguir cumpliendo con dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también nos exigen 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 nuestra actividad comercial. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas.

Al presente, hemos realizado y seguiremos realizando importantes gastos para mantener el cumplimiento de los requisitos ambientales, de salud y seguridad. La falta de cumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a multas o sanciones, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales o el cierre transitorio o permanente de instalaciones. Además, el cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene modificadas o nuevas también podría exigirnos la realización de inversiones de capital considerables. Si bien algunos de nuestros contratos de compraventa de energía eléctrica comprenden disposiciones trasladables con respecto al capital, costos operativos o de cumplimiento derivados de ciertos cambios en la legislación y, en particular, en las leyes ambientales, los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, incluidos requisitos nuevos o más rigurosos con relación a emisiones atmosféricas, ruidos, residuos peligrosos y descargas de aguas residuales o impuestos verdes, podrían someter a nuestra actividad comercial a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y podría limitar la disponibilidad de fondos para otros fines, lo cual podría afectar de manera adversa a nuestra actividad comercial, a los resultados de nuestras operaciones y situación patrimonial.

Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

Con relación al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, generamos el 96% de nuestro EBITDA Ajustado, a partir de las ventas realizadas a CAMMESA en virtud de los marcos regulatorios de la Resolución 220/2007; Resolución 21/2016 y de Energía Base. Los pagos que recibimos de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y el Gobierno Argentino. Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores como nosotros.

El Gobierno Argentino ha cubierto este déficit mediante aportes reembolsables del tesoro. Como estos aportes del tesoro no están alcanzando a cubrir la totalidad de las acreencias de los generadores por sus ventas de potencia y energía al Mercado Spot, la deuda de CAMMESA con los generadores se ha ido acrecentando en el tiempo. Sin perjuicio de que la devaluación ocurrida en los años 2018, 2019 y 2020, no ha favorecido a la reducción del mencionado déficit, los aumentos tarifarios iniciados por el Gobierno Argentino mencionados en el párrafo anterior tienden a eso. Asimismo, se deben tener en cuenta las medidas adoptadas por la Ley de Solidaridad relativas a la suspensión de todo aumento tarifario y revisión de la RTI del 2017. En base a ello, no puede asegurarse que las diferencias entre el Precio Spot y el precio de generación de la energía eléctrica no continuarán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar o que realizará pagos a los generadores, tanto respecto de energía como de capacidad vendida en el Mercado Spot. La incapacidad de los generadores, tales como las Co-Emisoras, de cobrar sus créditos de CAMMESA podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y con el riesgo de impactar en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables. No podemos asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición de manera puntual o en su totalidad.

Asimismo, las tarifas en virtud de nuestros CCEE con CAMMESA están denominadas en Dólares y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los CCEE le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 45 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en nuestros resultados en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 46° día desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago. Los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y continuarán siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio del peso frente al Dólar.

La imposibilidad de CAMMESA de cobrar a los actores del MEM, o de hacerlo en forma oportuna, puede afectar de manera sustancial y adversa nuestra situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como las nuestras a registrar menores ingresos.

Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en la Argentina disminuyó como consecuencia de la caída del nivel general de actividad económica y del deterioro de la capacidad de muchos consumidores de pagar sus facturas de electricidad. En los años siguientes, la demanda de electricidad creció significativamente: se registró un aumento promedio interanual del 43 % en total entre 2002 y 2015, según 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.

En marzo de 2016, el Gobierno Argentino unificó e incrementó los precios de la energía al por mayor para todo el consumo en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para clientes residenciales cuyo consumo de energía eléctrica es al menos un 10% más bajo que su consumo para el mismo mes del año anterior. Cualquier incremento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un aumento de tarifas o mediante un recorte en subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. A su vez, una caída en la demanda eléctrica también puede afectar de manera adversa a nuestros ingresos por ventas en virtud de los marcos regulatorios de la Resolución 220/2007 y de Energía Base en la proporción de tales ingresos que obtenemos por la energía que despachamos y también indirectamente a través de una caída potencial de los precios de capacidad a futuro, cuando se produzca el vencimiento de nuestros CCEE de largo plazo o en virtud de los arreglos en el marco de Energía Base. Todo ello puede provocar menores ingresos de los que actualmente tenemos previstos y ello puede, a su vez, causar un efecto sustancialmente adverso en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones.

Nuestras plantas eléctricas están sometidas al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas y cualquier falta de disponibilidad resultante puede afectar nuestra capacidad de cumplir con nuestros compromisos contractuales y de otra índole y con ello afectar de manera adversa nuestro desempeño financiero.

Nuestras unidades generadoras se encuentran en riesgo de sufrir fallas mecánicas o eléctricas y experimentar períodos de falta de disponibilidad, lo que afectaría nuestra capacidad de generación. Toda falta imprevista de disponibilidad de nuestras instalaciones generadoras puede afectar en forma adversa nuestra situación patrimonial o los resultados de las operaciones, ya que es posible que tengamos que comprar electricidad a un precio mayor que aquel que percibimos en virtud de nuestros CCEE y podemos quedar sujetos a multas o penalidades en virtud de nuestros CCEE. De acuerdo con nuestros contratos de compraventa de energía

eléctrica en virtud del marco regulatorio de la Resolución 220/2007 y de nuestros arreglos de Energía Base con CAMMESA, percibimos un cargo fijo por energía puesta a disposición que se reduce proporcionalmente en un porcentaje por el desvío respecto de la disponibilidad plena, y se impone una penalidad específica si nuestro factor de disponibilidad de energía cae por debajo del 92%. Asimismo, cualquier falla de una o varias de nuestras unidades generadoras puede acarrear como resultado nuestra imposibilidad de suministrar capacidad de generación y entregar electricidad al SADI según sea requerido, lo cual podría acarrear, en términos generales, nuestra imposibilidad de cobrar las tarifas por capacidad de generación y causar una pérdida de ingresos por ventas de electricidad, además de someternos a multas y penalidades considerables e incluso a la resolución de nuestros CCEE, lo cual a su vez podría tener un impacto adverso sustancial en nuestra situación patrimonial y en los resultados de nuestras operaciones.

Dependemos de instalaciones de transporte y distribución de electricidad que no nos pertenecen ni controlamos y que se encuentran sujetas a limitaciones a la transmisión y al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas, lo cual puede limitarnos en nuestra capacidad de entregar electricidad y así podemos incurrir en costos adicionales o dejar de percibir ingresos.

En gran medida dependemos de instalaciones de transporte y distribución de energía pertenecientes a terceros y operadas por terceros para la entrega de la electricidad que vendemos, procedente de nuestras plantas generadoras. En caso de interrupciones en la transmisión, o cuando la infraestructura de capacidad de transmisión es insuficiente, nuestra capacidad de vender y entregar la electricidad puede sufrir un impacto adverso. Si la infraestructura de transmisión eléctrica en el SADI es insuficiente, nuestra recuperación de los costos mayoristas y nuestra generación de utilidades puede verse limitada para realizar nuestras ventas. Debido a la regulación restrictiva de los precios de transmisión, las empresas de transmisión eléctrica no tuvieron incentivos suficientes para invertir en la ampliación de la infraestructura de transmisión. No podemos predecir si las instalaciones de transmisión serán ampliadas en mercados determinados para permitir un acceso competitivo a dichos mercados.

Asimismo, en los últimos años, el aumento de la demanda eléctrica fue superior al incremento estructural de las capacidades de generación, transmisión y distribución, lo cual llevó a la escasez y a cortes de energía. En caso de que la demanda de energía aumente en forma repentina en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de electricidad pueden no resultar suficientes para satisfacer la demanda y puede haber interrupciones del servicio. Un aumento sostenido en los cortes del sistema eléctrico podría generar escasez a futuro y podría impedirnos entregar la electricidad que producimos y vendemos, lo cual a su vez podría afectar de manera adversa nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial.

Es posible que enfrentemos competencia. 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, las Co-Emisoras podrían verse negativamente afectadas

Los mercados de generación de electricidad donde operamos se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa o de desarrollo muy vasta y diversificada (tanto a nivel local como internacional) y cuentan con recursos financieros similares o significativamente mayores que los nuestros. Un aumento de la competencia podría causar la reducción de los precios y el aumento de los precios de adquisición del combustible, materias primas y activos existentes, y por ende afectar de manera adversa nuestra actividad comercial, los resultados de nuestras operaciones y la situación patrimonial. Competimos con otras empresas generadoras por la capacidad de MW que la Secretaría de Energía asigna a través de los procesos de subastas públicas.

Adicionalmente, en octubre de 2015 el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, mediante el cual, aumentará la demanda interna total de energía renovable hasta el 8% en 2017 y el 20% para 2025, al obligar a los consumidores y CAMMESA a presentarse en las propuestas bajo el Programa de Energías Renovables para instalar nuevas unidades de generación eléctrica renovable. El 31 de octubre 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería, de conformidad con la Resolución N° 252/2016, lanzó la Ronda 1.5 de Programa RenovAR, como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 otorgó licitaciones por un monto de 1.281,5 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 Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con 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.

Además, tanto nosotros como nuestros competidores estamos conectados a la misma red eléctrica con capacidad de transmisión limitada; dicha red, en determinadas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad. Así, nuevos generadores podrían conectar o los generadores existentes podrían aumentar su producción y despachar más electricidad a la misma red, lo cual nos impediría entregar nuestra electricidad a nuestros clientes. Adicionalmente, no podemos asegurar que el Gobierno Argentino (o cualquier otra entidad en su nombre) haya de realizar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema, lo cual –en caso de haber un aumento de la producción de energía– nos permitiría a nosotros y a los generadores actuales y a los nuevos despachar de manera eficiente nuestra electricidad a la red y a nuestros clientes. Como consecuencia, un aumento de la competencia podría afectar nuestra capacidad de entregar nuestra producción a nuestros clientes, lo cual afectaría de manera adversa a nuestra actividad comercial, a los resultados de las operaciones y la situación patrimonial.

Riesgos podrían surgir para nuestro negocio con respecto de los cambios tecnológicos en la industria de la energía.

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. Asimismo, el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el fracking o la digitalización de redes de generación y distribución.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios en la estructurales a favor de fuentes de energía con bajo o nulo CO₂ y/o en favor de la generación de energía descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales.

Si nuestra empresa no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, nuestro patrimonio, posición financiera o nuestros resultados, operaciones y negocios, podrían ser afectados negativamente.

La demanda de electricidad es estacional, en gran medida a causa de las condiciones climáticas, y actualmente se ve afectada por el COVID-19.

La demanda de electricidad es fluctuante según la estación y las condiciones climáticas pueden tener un impacto sustancial y adverso en la demanda eléctrica. Durante el verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede aumentar significativamente por la necesidad de acondicionar el aire, y durante el invierno (de junio a agosto), la demanda eléctrica puede fluctuar por la necesidad de iluminación y calefacción. Como resultado, los cambios de estación pueden afectar de manera sustancial y adversa la demanda de electricidad y, en consecuencia, pueden afectar los resultados de nuestras operaciones y la situación patrimonial. Sin embargo, el impacto en los ingresos de las Co-Emisoras y sus situaciones financieras por estas fluctuaciones no son en ningún caso trascendente, ni supone de alguna manera un condicionamiento sustancial. Cabe destacar que las Co-Emisoras poseen contratos de abastecimiento según el cual las Co-Emisoras son remuneradas no solo por la energía suministrada, sino también por la potencia puesta a disposición de CAMMESA, lo cual reduce significativamente el impacto de las fluctuaciones en la demanda de energía.

Sin perjuicio de ello, cambios climáticos podrían influir de alguna manera en la demanda de energía e, indirectamente, en el resultado de las operaciones de las Co-Emisoras y en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables. Asimismo, acorde a la información publicada por CAMMESA respecto del año 2020, en miras de las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuestas por el DNU N° 297/20, la demanda ha disminuido con caídas del orden del 23%.

En relación al mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 6% desde el inicio del aislamiento. Asimismo, producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos en más de treinta (30) días. Por otro lado, CAMMESA suspendió momentáneamente el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20. Estas medidas afectan de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos, dificultando el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad del parque instalado.

Nuestra actividad comercial está sujeta a riesgos derivados de desastres naturales, accidentes catastróficos y ataques terroristas.

Nuestras instalaciones generadoras, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de combustible de terceros de la que dependemos, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o accidentales o por causas intencionales de origen humano. Podríamos experimentar graves interrupciones en la actividad comercial, disminuciones considerables de los ingresos en función de una menor demanda por sucesos catastróficos o bien enfrentar costos adicionales significativos para nosotros que de otra manera no quedan cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupción de las actividades comerciales. Puede generarse una demora importante entre un accidente, hecho catastrófico o ataque terrorista de magnitud y el cobro definitivo de resarcimiento de nuestras pólizas de seguros, que normalmente establecen montos deducibles no recuperables. Así, en todo caso, estamos sujetos a límites máximos por siniestro. Además, cualquiera de tales sucesos podría causar efectos adversos en la demanda de electricidad de algunos de nuestros clientes y de los consumidores en general dentro del mercado afectado. Algunas de estas consideraciones, entre otras, podrían afectarnos sustancialmente de manera adversa.

Podemos quedar sujetos a expropiación o a riesgos similares.

La totalidad de nuestros activos se encuentran ubicados en la Argentina. Nuestro giro comercial consiste en la generación de energía eléctrica y, en tal sentido, nuestra actividad comercial o nuestros activos 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 nuestra actividad o de nuestros activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes.

En caso de una expropiación, podríamos tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser acorde a los precios de mercado o suficiente a los fines de cumplir con nuestras obligaciones, y es posible que tengamos que tomar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o bien, recibir dicha compensación. Nuestro negocio, condiciones financieras y resultados de nuestras operaciones, así como también, nuestra capacidad para repagar las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podría verse afectada negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

c) Riesgos Relacionados a las Co-Emisoras

Nuestra actividad comercial puede requerir inversiones en activos fijos considerables para las necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de nuestra capacidad de generación instalada.

Es posible que se necesiten inversiones en activos fijos considerables para financiar el mantenimiento necesario, para preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica y mejorar las capacidades de las instalaciones generadoras de electricidad de cada Co-Emisora. Asimismo, se necesitarán inversiones en activos fijos para financiar el costo de la ampliación futura de la capacidad de generación. En caso de no poder financiar inversiones en activos fijos de manera que nos resulte satisfactoria o no poder financiarlos en absoluto, la actividad comercial y los resultados de las operaciones, así como la situación patrimonial de cada Co-Emisora, podría verse afectados de manera adversa. La capacidad de financiamiento de las Co-Emisoras podría quedar limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas. Ver la sección “*Riesgos relacionados con la Argentina— La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento*”.

Es posible que a futuro no estemos en condiciones de renovar nuestros CCEE para la venta de capacidad y energía en el futuro, o que dichos CCEE puedan quedar modificados o resueltos unilateralmente, lo cual puede afectar la estabilidad y la previsibilidad de nuestros ingresos.

En el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2020, generamos el 60%; 34% y el 4% de nuestro EBITDA Ajustado a partir de las ventas en virtud de CCEE de largo plazo con CAMMESA de conformidad con el marco regulatorio de la Resolución 220/2007, Resolución 21/2016 y de CCEE a corto y mediano plazo (que no contemplan la modalidad “*take or pay*”) con tomadores privados en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, respectivamente. Nuestros flujos de fondos y los resultados de nuestras operaciones dependen de que CAMMESA y nuestros tomadores privados continúen teniendo la capacidad de cumplir con sus obligaciones en virtud de los correspondientes CCEE. Al 30 de junio de 2020, nuestros CCEE con CAMMESA en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 correspondiente a nuestras plantas eléctricas operativas tenían un plazo promedio de vigencia restante de

aproximadamente 5,1 años, medidos por el promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometido según cada contrato. Dicha vida promedio aumentará una vez que los proyectos en construcción bajo la Resolución 287/2017 entren en operación comercial. A diferencia de los CCEE celebrados con CAMMESA, nuestros CCEE con tomadores privados en virtud del marco regulatorio de Energía Plus no contemplan la modalidad “*take or pay*” y normalmente tienen un plazo de uno a dos años. Según las condiciones de mercado y el régimen regulatorio, puede resultarnos difícil que logremos asegurarnos nuevos CCEE a largo plazo, renovar los CCEE a largo plazo vigentes conforme se acercan a su fecha de vencimiento, o celebrar nuevos CCEE a largo plazo que den soporte a nuestra actividad comercial o su expansión. Debido a la naturaleza volátil de los precios de la electricidad, la imposibilidad de asegurarnos la firma de CCEE (en especial, de CCEE a largo plazo), en el futuro se podría generar mayor volatilidad en nuestras ganancias y flujos de fondos y se podrían generar pérdidas sustanciales durante ciertos períodos, lo que podría afectarnos sustancialmente y de manera adversa.

Asimismo, los términos y condiciones de nuestros CCEE pueden quedar modificados o resueltos unilateralmente por motivos ajenos a nuestro control. Por ejemplo, en virtud de algunos de nuestros CCEE, ante una situación de fuerza mayor (tal como lo define el Código Civil y Comercial Argentino) que tenga lugar y no concluya dentro de los 120 días desde su inicio, cualquiera de las partes puede tener por resuelto el CCEE sin indemnizar (ni reclamar indemnización) a la otra parte. La resolución de todos nuestros CCEE, o la modificación de cualquiera de ellos, de cualquier modo que sustancialmente afecte de manera adversa a nuestros intereses por causas ajenas a nuestro control, o su falta de renovación por motivos ajenos a nuestro control, tendría un impacto adverso sustancial en nuestra actividad comercial, en los resultados de nuestras operaciones y en nuestra situación patrimonial.

Nuestro desempeño depende en gran medida de la posibilidad de reclutar y retener al personal clave.

Nuestro desempeño actual y futuro y el funcionamiento de nuestra actividad comercial dependen de los aportes que pueda realizar la alta dirección y nuestro equipo calificado de ingenieros y otros empleados. Dependemos de nuestra capacidad de atraer, capacitar, motivar y retener al personal clave gerencial y especializado que tenga las habilidades y la experiencia necesarias. No tenemos ninguna garantía de que lograremos con éxito retener y atraer al personal clave y reemplazar a los empleados claves que pudieran desvincularse, y ello podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y de los servicios del personal clave o la imposibilidad de reclutar personal de reemplazo o adicional idóneo podría tener un efecto sustancial adverso para nuestra actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Nuestros empleados podrían afiliarse a sindicatos y quedar sujetos a medidas de las asociaciones gremiales, incluidos paros de actividades que podrían tener un efecto sustancial adverso para nuestra actividad comercial.

Si bien la mayoría de los empleados que trabajan en el sector de la electricidad están afiliados a sindicatos, no tenemos una masa crítica de empleados sindicalizados. Sin embargo, no hay ningún impedimento para que nuestros empleados se afilien en el futuro a cualquiera de los muchos sindicatos presentes en nuestra industria. Cualquier conflicto con los sindicatos, así como las medidas de acción de las organizaciones gremiales tales como interrupciones o paros de actividades o cualquier requisito para aumentar los salarios de los empleados y/o los beneficios como consecuencia de nuevos convenios colectivos de trabajo, regulaciones o políticas gubernamentales o de otra índole podría acarrear un efecto sustancial adverso para nuestra actividad comercial, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación patrimonial.

En caso de producirse un accidente o algún siniestro no cubierto por nuestras pólizas de seguros, podríamos enfrentarnos a pérdidas considerables que podrían afectar sustancialmente y de manera adversa nuestra actividad comercial y los resultados de las operaciones.

Si bien a criterio de las Compañías la cobertura de seguros respecto a la operación de las Centrales cumple con los estándares aplicables a la industria no pueden brindarse garantías de la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular. Ver la sección “*Información de las Comisoras y del Garante—Seguros*”. En caso de accidente u otro siniestro que no se encuentre cubierto por nuestras pólizas de seguros vigentes, podemos experimentar pérdidas sustanciales o tener que desembolsar cantidades significativas de nuestros propios fondos, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los resultados de nuestras operaciones y en la situación patrimonial.

Además, el costo de nuestras actuales coberturas de seguros podría aumentar. Nuestras pólizas de seguros se encuentran sujetas a revisiones periódicas por parte de nuestros aseguradores. En caso de aumentar los montos de nuestras primas, es posible que no estemos en condiciones de mantener una cobertura comparable a la actual, o bien podremos hacerlo a un costo significativamente mayor. Cualquier costo adicional podría tener

un impacto adverso sustancial en nuestra actividad comercial, en nuestra situación patrimonial y en los resultados de nuestras operaciones.

Los ataques cibernéticos podrían afectar nuestro negocio, condición financiera, resultados de operaciones y flujos de fondos.

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. Hemos conectado cada vez más equipos y sistemas a Internet. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, podemos enfrentar un aumento del riesgo de sufrir ataques cibernéticos. En el supuesto de producirse tal ataque, podríamos 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 sujetos a mayores litigios judiciales y daños a nuestra reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

Dependemos de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar nuestra actividad comercial; la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa a nuestro negocio, a la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones.

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de nuestras plantas, para el desempeño de nuestra red y la prestación adecuada de nuestros servicios, la facturación a los clientes, la detección de fraudes, la prestación de servicios al cliente, el control de costos, el logro de eficiencias operativas y de nuestras metas y estándares de servicios. Nosotros evaluamos, actualizamos y modernizamos nuestros sistemas en forma periódica, según resulta necesario para nuestros técnicos internos y para nuestros prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de nuestros sistemas o la prestación adecuada de sus servicios, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en nuestra actividad comercial, en nuestra situación patrimonial y en los resultados de nuestras operaciones.

La Resolución General N° 777/2018 emitida por la CNV determino la obligatoriedad de la exposición de los estados financieros de acuerdo la NIC 29. La adecuación y/o reexpresión de la exposición de la información contable podría tener un impacto significativo sobre los estados financieros de las Compañías

La NIC 29 requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía calificada como “hiperinflacionaria” sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período correspondiente, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda hasta la fecha final del período sobre el que se informa. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como hiperinflacionaria en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores cualitativos y cuantitativos a considerar entre los que se incluye la existencia de una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. En ese sentido, y a los fines contables, Argentina es considerada un país con hiperinflación, dado que los niveles registrados en los últimos tres años fueron del 40,9%, 24,8% y 47,6%, en 2016, 2017 y 2018, respectivamente. El 24 de julio de 2018, la FACPCE, emitió una comunicación confirmando lo mencionado en forma precedente.

A su vez, el 10 de octubre de 2018, el Consejo Directivo de la FACPCE, emitió la resolución 107/2018 concluyendo que la tasa acumulada de inflación en los últimos tres años superó el 100%, motivo por el cual determinó que debe iniciarse la aplicación del ajuste por inflación en los estados contables y estableció que la serie del índice que se utilizará para el ajuste por inflación será elaborada y publicada por ella periódicamente de manera mensual. Posteriormente, el 26 de diciembre de 2018, la CNV emitió la Resolución General N°777/2018 modificando el apartado 1, del artículo 3°, del Capítulo III del Título IV de las Normas de la CNV estableciendo la obligatoriedad de reexpresar los estados financieros anuales por períodos intermedios o especiales que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, admitiéndose su aplicación anticipada para los estados financieros que se presenten a partir de la entrada en vigencia de la RG 777/2018, conforme lo dispuesto por la NIC 29 o la Resolución Técnica N°6 de la FACPCE, según corresponda. Las Compañías han adaptado de sus métodos contables a las normas aquí mencionadas, las que fueron implementadas para los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Con el reconocimiento del ajuste por inflación en los estados financieros de las Compañías se realizó, principalmente, una reexpresión de los valores de las partidas no monetarias desde la fecha de adquisición o desde la última fecha de revaluación según corresponda hasta el límite de su valor recuperable, con su consecuente efecto en el impuesto diferido y con impacto en el total del patrimonio neto. Al 30 de septiembre de 2018, las Compañías realizaron una revaluación de sus principales clases activos, como de las propiedades, plantas y equipos. Con relación a los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, además de la reexpresión de los ingresos, costos, gastos y demás partidas, y la determinación de costos financieros y diferencias de cambio reales, se incluyó el resultado por la posición monetaria neta en una línea por separado. Asimismo, las cifras correspondientes al ejercicio o período precedentes que se presentan con fines comparativos fueron reexpresadas a moneda de cierre del presente ejercicio o período en el que se informa, sin que este hecho modifique las decisiones tomadas en base a la información financiera correspondiente al ejercicio anterior.

Las demandas en nuestra contra pueden afectar adversamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y nuestros resultados operativos.

Estamos involucrados, en forma continua, en litigios que surgen del giro ordinario de nuestros negocios. Los litigios pueden incluir acciones colectivas que involucren a consumidores, accionistas, empleados o lesiones, y reclamos relacionados con asuntos comerciales, laborales, antimonopolio, propiedad intelectual, valores negociables o medioambientales. Por otra parte, el proceso de litigio requiere un tiempo considerable, que puede generar distracciones en nuestra dirección. Incluso si tuviéramos éxito, cualquier litigio puede ser costoso y puede aproximarse al costo de los daños pretendidos. Estas acciones también podrían exponernos a publicidad adversa, que podría afectar negativamente nuestra marca y nuestra reputación y la preferencia del cliente por nuestros productos y por lo tanto, nuestros resultados de operaciones. Asimismo, puede haber reclamos o gastos en los cuales la cobertura de seguros de nuestras aseguradoras sea denegada y por lo tanto nuestro seguro no cubre por completo ya que puede exceder el monto de nuestra cobertura de seguro o no ser asegurable por completo. Las tendencias, los gastos y resultados de un litigio no pueden ser predichos con certeza y las tendencias de litigios adversos, los gastos y los resultados podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

Estamos sujetos 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 nuestra reputación y tener un efecto adverso en nuestro negocio.

Estamos sujetos a leyes anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero vigentes en Argentina. Aunque mantenemos políticas y procesos destinados a cumplir con estas leyes, incluida una revisión de control interno sobre informes financieros, así como el Programa de Integridad del Grupo Albanesi, tal como dicho concepto se explica más adelante, no podemos asegurar que estas políticas y procesos evitarán intencional e imprudentemente la ocurrencia de actos negligentes cometidos por nuestros oficiales y/o empleados. Si nuestros funcionarios y/o empleados no cumplieran con cualquiera de las leyes anticorrupción, antisoborno o antilavado de dinero aplicables, pueden estar sujetas a sanciones penales, administrativas o civiles y otras medidas correctivas, que podrían tener efectos materiales adversos en nuestros negocios, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Cualquier investigación sobre posibles violaciones de las leyes anticorrupción, antisoborno o antilavado de dinero por parte de las autoridades gubernamentales en cualquier jurisdicción donde operamos podría afectar material y adversamente nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y prospectos. Esto también podría afectar negativamente nuestra reputación y capacidad para, cuando corresponda, obtener contratos, asignaciones, permisos y otras autorizaciones gubernamentales.

Como parte de nuestro giro comercial habitual, celebramos acuerdos con organismos gubernamentales, en especial CAMMESA y otras empresas. A pesar de que no existen procesos sustanciales pendientes, la interpretación y ejecución de ciertas disposiciones de los acuerdos existentes o de cualquier acuerdo adicional podrían resultar en disputas entre nosotros y nuestros clientes o terceros, y no podemos asegurar al inversor que los resultados de cualquier reclamo, demanda u otro proceso legal comenzado en nuestra contra en virtud de dichos acuerdos no afectarán adversamente nuestra actividad comercial, nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

Existen reportes en las noticias que informan que la secretaria de Oficina Anticorrupción Argentina ha requerido una investigación de IEASA (ex ENARSA) en relación con ciertos contratos de almacenamiento y despacho de combustible, celebrados entre IEASA y otras compañías (incluida GEMSA). No hemos recibido notificación o requerimiento alguno de autoridad judicial o gubernamental, en relación con la alegada investigación. A pesar de que hemos cumplido con todas las obligaciones del contrato con IEASA, no hemos recibido ningún pago de IEASA y registramos aproximadamente USD 8.295.792,91 (Dólares ocho millones

doscientos noventa y cinco mil setecientos noventa y dos con 91/100) de cuentas por cobrar en relación al contrato.

De esta forma, el 29 de marzo de 2017 se promovió demanda ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires contra IEASA con el objeto de que la demandada cumpla con las obligaciones contractuales contraídas y, consiguientemente, abone a GEMSA las tarifas mensuales acordadas como contraprestación por los servicios prestados por Generación Independencia S.A. (GISA) (Sociedad absorbida por GEMSA) durante los tres años de vigencia del contrato de locación celebrado el 21 de marzo de 2012, por los servicios de recepción, almacenaje, elaboración de mezclas y despacho de combustibles líquidos livianos a ser utilizados por las centrales térmicas de IEASA, con más otros conceptos indicados en la demanda. Dicho proceso se encuentra actualmente en trámite y pendiente de resolución.

No puede garantizarse que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de nuestras afiliadas, empleados, directores, oficiales, socios, agentes y proveedores de servicios o que dichas personas no tomarán medidas que se encuentren en violación de nuestras políticas y procedimientos. Algunas de las violaciones mencionadas de las leyes antisoborno y anticorrupción o sanciones regulatorias podrían tener un efecto adverso importante en nuestra reputación, negocios, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

Asimismo, de los reportes en las noticias entendemos que la investigación de la Oficina Anticorrupción Argentina es contra IEASA y no contra sus contrapartes, pero estamos predispuestos a cooperar con las autoridades de acuerdo a las leyes aplicables si somos requeridos de proveer cualquier información o asistencia.

Tenemos una participación no controlante en Solalban que puede limitar nuestra capacidad de controlar el desarrollo u operación de dicha inversión.

Albanesi es titular del 42% del capital social de Solalban, lo cual representa menos de la mayoría de sus derechos de voto. Aunque pretendemos ejercer cierto grado de influencia con respecto a la administración y operación de esta inversión mediante el ejercicio de ciertos derechos de gobierno societario limitados, tales como derechos de veto de ciertas medidas de importancia, nuestra capacidad de controlar el desarrollo y la operación de esta empresa puede verse limitada, podríamos depender de los accionistas mayoritarios para operar dichos negocios y se requiere la aprobación de los accionistas mayoritarios para efectuarnos distribuciones de fondos.

Las actividades de las Co-Emisoras podrían causar daño ambiental por lo que están sujetas a estrictas regulaciones ambientales, cuyo incumplimiento podría derivar en la imposición de sanciones. La sanción de normas más severas sobre la materia podría implicar inversiones adicionales de capital e incrementar los costos operativos

Las actividades de las Co-Emisoras, como todo el sector de generación de energía, están sujetas a regulaciones medioambientales y a leyes referidas a la protección de la salud y seguridad de las personas, el manejo y disposición de residuos peligrosos y la descarga de efluentes al suelo, al aire y en el agua.

Las operaciones de las Co-Emisoras podrían causar daños ambientales o algún otro daño material en los bienes de las Co-Emisoras o de terceros o daños en la salud de las personas. Si bien las Co-Emisoras no se han visto obligadas a efectuar gastos en materia de reparaciones por daños ambientales, podría tener que incurrir en dichos gastos en el futuro, los cuales podrían impactar negativamente en los resultados operativos.

Por otro lado, es preciso señalar que en caso que las Co-Emisoras no cumplan con la regulación ambiental vigente, ello podría dar lugar a la imposición de sanciones (multa, clausura, etc.), así como a la revocación o suspensión de los permisos y/o habilitaciones ambientales necesarias para el desarrollo de las actividades de las Co-Emisoras, afectando su normal funcionamiento. Para mayor información, véase la sección “*Políticas de las Co-Emisoras—Políticas ambientales*”.

Finalmente, debe tenerse presente que en la medida en que las normas ambientales se vuelvan más exigentes, el monto y la disponibilidad de las inversiones y gastos requeridos para dotar de confiabilidad a las actividades de las Co-Emisoras podrían aumentar considerablemente y al mismo tiempo podrían disminuir la disponibilidad de fondos para otros propósitos.

Riesgos relacionados con el Proceso Penal.

Con fecha 17 de septiembre de 2018, la investigación impulsada por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 11, Secretaría Nro. 21, bajo expediente nro. 9608/2018, actualmente caratulada “Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita” (el “Proceso Penal”) involucró en forma personal al Sr.

Armando Roberto Losón, quien se desempeñó como presidente de las sociedades que conforman el Grupo Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018 (fecha en la que cada órgano de administración aceptó la renuncia a su cargo) y quien continúa siendo el accionista controlante de las Co-Emisoras. Con fecha 20 de diciembre de 2018, la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I, resolvió confirmar el procesamiento modificando la situación procesal de algunos de los procesados (incluyendo la del Sr. Armando Roberto Losón), dejando sin efecto la imputación por asociación ilícita e instando al Juez de Primera Instancia a profundizar las investigaciones a fin de evaluar una eventual re caracterización del tipo penal aplicable. Asimismo, en dicha oportunidad, la Cámara dejó sin efecto en algunos casos, incluyendo el del Sr. Armando Roberto Losón, la inhibición general de bienes sustituyéndola por un embargo. Con fecha 20 de septiembre de 2019, el juez Claudio Bonadio elevó a juicio oral la Causa, manteniendo el procesamiento únicamente por el delito de cohecho activo. El 27 de julio de 2020, se declaró la nulidad parcial de la elevación a juicio, respecto del Sr. Armando Roberto Losón, para que el juez de primera instancia cumpla con la profundización de las investigaciones al considerarse que de corroborarse las defensas interpuestas por el Sr. Losón, podría cambiar su situación procesal y la competencia jurisdiccional. En el contexto de esta investigación, no se ha formulado ninguna imputación a las Co-Emisoras, ni a las restantes sociedades del grupo. Tampoco se investiga la actuación de ningún otro director, administrador, miembro o representante de las Co-Emisoras.

d) Riesgos Relacionados a las Obligaciones Negociables

Riesgo relacionado con la volatilidad y posible inexistencia de un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar la existencia de un mercado activo, líquido ni profundo para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la oferta de las mismas bajo el Programa. Si bien las Co-Emisoras podrían solicitar el listado de las Obligaciones Negociables en BYMA y su negociación en el MAE y/o en otros mercados autorizados del país o del exterior, no puede asegurarse que dichas autorizaciones sean otorgadas y en su caso la existencia de un mercado secundario para las Obligaciones Negociables.

Tanto el precio como el volumen de negociación de las Obligaciones Negociables pueden ser muy volátiles. Tampoco puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a las Co-Emisoras o por factores totalmente ajenos a las mismas. Asimismo, la liquidez y la profundidad del mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectadas por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones y/o los negocios de las Co-Emisoras, la capacidad de las Co-Emisoras de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

Las Co-Emisoras podrían rescatar las Obligaciones Negociables en forma total o parcial.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas, a opción de las Co-Emisoras, en forma total o parcial por razones impositivas o por otras causas que especifiquen los Suplementos correspondientes, de conformidad con los parámetros que en ellos se determine.

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento, las Co-Emisoras podrán rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que se produjeran ciertos cambios en la legislación impositiva. Las Obligaciones Negociables que se rescaten, lo serán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables. Las Co-Emisoras no pueden determinar si las exenciones a las retenciones impositivas vigentes en la actualidad en la Argentina se modificarán o no en el futuro; sin embargo, si se eliminara la exención vigente y se cumplieran ciertas otras condiciones, las Obligaciones Negociables podrían ser rescatables a opción de las Co-Emisoras.

Como consecuencia de un rescate de las Obligaciones Negociables un inversor podría no estar en condiciones de reinvertir los fondos provenientes del mismo en un título que devengue una tasa de interés efectiva similar a la de las Obligaciones Negociables.

En caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de las Co-Emisoras (para mayor detalle véase la sección “De la Oferta y la Negociación - Rescate a Opción de las Sociedades y/o de los Tenedores”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un

inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

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

En caso que cualquiera de las Co-Emisoras se encontrara sujeta a concurso preventivo o 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 empresarial y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán. Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes.

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 las Co-Emisoras.

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 las Co-Emisoras entren en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales y podrían estar subordinadas a otras deudas de las Co-Emisoras.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de las Co-Emisoras 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 otro lado, 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 las Co-Emisoras,

existente y futura, salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley, incluidos, entre otros, los reclamos fiscales y laborales a cada una de las Sociedades así como aquellos especificados en el párrafo anterior.

Si así se especificara en el respectivo Suplemento, las Co-Emisoras también podrán 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.

La garantía de Albanesi podría tornarse inejecutable en caso de producirse el concurso preventivo o la quiebra del Garante.

Albanesi actuará como garante de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo este Programa -con el alcance y en los términos que se indiquen en los respectivos Suplementos-, salvo que se determine lo contrario en los respectivos Suplementos. En Argentina, las leyes no prohíben a las sociedades garantizar obligaciones de terceros, por lo que tampoco impiden que la garantía sea válida, vinculante y ejecutable respecto de Albanesi. Sin embargo, la validez y fuerza ejecutoria de una garantía en virtud de la Ley de Concursos y Quiebras dependen de que el otorgamiento de dicha garantía responda a los intereses del garante y de que este reciba una compensación justa y suficiente por su emisión. En caso de que Albanesi comience un proceso de concurso preventivo o quiebra y la garantía haya sido otorgada dentro de los dos años anteriores a la declaración de quiebra, dicha garantía podría ser anulada si un tribunal decide que Albanesi no recibió una compensación adecuada a cambio de ella. Es posible que un acreedor de Albanesi o su administrador, en caso de que esta se tornare insolvente, cuestionen la validez y fuerza ejecutoria de la garantía.

Las Co-Emisoras no pueden garantizar que terceros no cuestionarán las obligaciones asumidas por el Garante lo que podría incluir acciones de nulidad o liberación del compromiso asumido por el Garante.

Salvo que se indique lo contrario en el respectivo Suplemento, un tenedor de Obligaciones Negociables gozará, entre otras, del beneficio de las garantías otorgadas por el Garante. Como principal accionista de las Co-Emisoras, el Garante considera que se verá beneficiado directamente por el acceso a los mercados de capitales internacionales por parte de las Co-Emisoras.

Sin perjuicio de lo antedicho, la responsabilidad del Garante en virtud de la garantía podría reducirse a cero, según el monto de las demás obligaciones asumidas por el Garante. Asimismo, bajo las circunstancias analizadas con mayor detalle más adelante, en virtud de las leyes aplicables en materia de transferencia y transmisión fraudulentas, un tribunal podría declarar la nulidad de las obligaciones bajo una garantía o bien subordinarlas a las restantes obligaciones del Garante.

Por ende, la responsabilidad del Garante bajo la garantía podría verse sustancialmente reducida o ser eliminada según los montos de sus restantes obligaciones y conforme a las leyes aplicables. En particular, una garantía emitida por una sociedad que no favorezca sus propios intereses societarios o por una sociedad cuyas obligaciones bajo la garantía excedan el beneficio para la sociedad podría no resultar válida y exigible. Es posible que un acreedor del Garante o el síndico del concurso o quiebra en el supuesto de concurso de una de ellas puedan impugnar la validez y exigibilidad de la Garantía y que los tribunales correspondientes puedan determinar que las mismas deben limitarse y/o anularse. En caso de que se considere que la Garantía es inválida o inexigible en forma total o parcial, o en la medida en que resulten de aplicación limitaciones acordadas respecto de la obligación derivada de la garantía, las Obligaciones Negociables ofrecidas a ser emitidas bajo el Programa quedarían efectivamente subordinadas a todos los pasivos del Garante en cuestión, incluyendo sus créditos comerciales a pagar.

Además, conforme a la ley argentina, las obligaciones del Garante bajo esta garantía están subordinadas a determinadas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos en concepto de sueldos, jornales, obligaciones garantizadas, cargas sociales, impuestos, tasas de justicia, costas y gastos judiciales. En caso de quiebra del Garante, dichas preferencias establecidas por ley tendrán preferencia sobre cualquier otro reclamo, incluyendo los reclamos de cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables.

POLÍTICAS DE LAS CO-EMISORAS

a) Políticas de inversiones y de financiamiento

En los últimos tres años se destacan las siguientes inversiones / desinversiones realizadas por las Co-Emisoras:

Fusión 2015

Con fecha 15 de octubre de 2015, mediante la asamblea general ordinaria y extraordinaria de GEMSA y las asambleas celebradas por las Sociedades Absorbidas (según se define a continuación) se aprobó la fusión por absorción de GEMSA con Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A. (las “Sociedades Absorbidas”) (la “Fusión 2015”), habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión en fecha 10 de noviembre de 2015. La fecha efectiva de fusión fue el 1º de enero de 2016, fecha a partir de la cual GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de las Sociedades Absorbidas. Toda la información expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de las Sociedades Absorbidas. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante resolución N° 18.003 de fecha 22 de marzo de 2016. Asimismo, mediante resolución N° 18.004 y 18.006 el Directorio de CNV aprobó la disolución sin liquidación de Generación Independencia S.A. (“GISA”) y la transferencia de la autorización de oferta pública oportunamente otorgada a GISA en favor de GEMSA. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8171, L° 79, T° - de sociedad por acciones en la fecha 18 de mayo de 2016.

Todos los documentos relativos a las mencionadas fusiones se encuentran disponibles en la página de la CNV (www.cnv.gov.ar/sitioweb/) en el ítem “Hechos Relevantes”.

Fusión GFSA

Con fecha 18 de octubre de 2016, las asambleas generales de GEMSA y Generación Frías (“GFSA”, y junto con GEMSA las “Sociedades Participantes de la Fusión GFSA”), aprobaron la fusión por absorción de GEMSA con GFSA (la “Fusión GFSA”), habiéndose firmado el correspondiente Acuerdo Definitivo de Fusión en fecha 15 de noviembre de 2016. La fecha efectiva de fusión fue el 1º de enero de 2017, fecha a partir de la cual GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de la GFSA. Toda la información expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de GFSA. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante resolución N° 18.537 de fecha 2 de marzo de 2017. Asimismo, mediante resolución N° 18.538 el Directorio de CNV aprobó la disolución sin liquidación de Generación Frías S.A. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 5168, L° 83, T° - de sociedad por acciones en la fecha 17 de marzo de 2017.

Todos los documentos relativos a la fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (www.cnv.gov.ar/sitioweb/) en el ítem “Hechos Relevantes”.

Fusión ASA/AISA

Con fecha 18 de octubre de 2017, mediante asambleas generales ordinarias y extraordinarias de Albanesi y Albanesi Inversora S.A. (“AISA” y, junto con Albanesi, las “Sociedades Participantes de la Fusión ASA/AISA”) se aprobó la fusión por absorción de Albanesi con AISA (“Fusión ASA/AISA”), habiéndose firmado el correspondiente acuerdo definitivo de fusión en fecha 21 de noviembre de 2017. La fecha efectiva de fusión fue el 1º de enero de 2018, fecha a partir de la cual las Sociedades Participantes de la Fusión ASA/AISA pasaron a considerarse únicamente como Albanesi, sociedad absorbente, y fecha a partir de la cual ASA asumió todos los derechos y obligaciones existentes de AISA, la sociedad absorbida. Toda la información de Albanesi expuesta en este Prospecto anterior a esta fecha, no incluye información de AISA. Esta fusión fue aprobada por la Subgerencia de Emisoras de CNV de fecha 2 de octubre de 2017. Esta fusión fue aprobada por el Directorio de CNV mediante Resolución N° RESFC- 2018-19281-APN-DIR#CNV de fecha 11 de enero de 2018. Asimismo, en fecha 23 de febrero de 2018, la IGJ aprobó la disolución sin liquidación y cancelación registral de AISA bajo el N° 3453, del L° 88, T°- de sociedades por acciones. La mencionada fusión se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8171, L° 79, T° - de sociedad por acciones en la fecha 18 de mayo de 2016.

Todos los documentos relativos a esta fusión se encuentran disponibles en la página de la CNV (www.cnv.gov.ar/sitioweb/) en el ítem “Hechos Relevantes”.

b) Políticas ambientales

La gestión del medio ambiente constituye una prioridad clave en actividades y operaciones comerciales de las Co-Emisoras. En la actualidad las Co-Emisoras gestionan y mantienen todos los permisos y autorizaciones ambientales necesarios para desarrollar responsablemente su actividad comercial. Asimismo, las Co-Emisoras consideran que la protección ambiental constituye un área de evaluación de desempeño, y, por ello, han incluido las cuestiones ambientales dentro de las responsabilidades de sus ejecutivos clave.

En la actualidad contamos con un Sistema de Gestión Ambiental implementado con alcance corporativo y certificado conforme a la norma ISO 14001:2015.

La puesta en práctica sostenida de este sistema constituye un marco que garantiza un óptimo desempeño en el tiempo para el cumplimiento y control de las disposiciones internas de la organización en materia ambiental y la legislación aplicable. Su mantenimiento permite, asimismo, detectar oportunidades de mejora continua como parte del ciclo “planificar, hacer, verificar y actuar”. Las auditorías constituyen para las Co-Emisoras una herramienta para evaluar el comportamiento del personal y su compromiso con la cultura empresarial, así como también para identificar contratistas que no cumplen con sus criterios ambientales y de seguridad.

Por su carácter corporativo, el Sistema de Gestión Ambiental cuenta con un documento de Política definido por la Alta Dirección, aplicable por igual tanto a GEMSA y CTR como al resto de sus Centrales de generación de energía. Allí se dispone:

- Trabajar en todos los órdenes y niveles de la organización velando por el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente, incluida la prevención de la contaminación.
- Incrementar la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Procurar la mejora continua en el desempeño, tendiendo a la mitigación/anulación de los impactos ambientales negativos de la actividad (en su defecto, la eficaz contención de los mismos) y el incremento de los impactos de carácter positivo, en cantidad, calidad y seguridad.
- Gestionar los Aspectos Ambientales de la actividad, con extensión al ciclo de vida de los mismos.
- Analizar nuevas tecnologías y procesos, considerando las posibilidades económicas, orientados a optimizar el empleo de los recursos naturales, ajustando las emisiones gaseosas y vertidos líquidos a los valores establecidos por la legislación vigente.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables y otros requisitos a los cuales la Organización suscriba.
- Capacitar y entrenar al personal, con especial atención a los impactos sobre el medio ambiente de sus actividades y procesos, y a situaciones de emergencia ambiental.
- Trabajar preventiva y eficientemente frente a los impactos ambientales adversos relacionados a cambios en los procesos actuales o a nuevos desarrollos.
- Atender los reclamos y sugerencias de partes externas en general, brindando un adecuado tratamiento.
- Asegurar el desarrollo de toda actividad de proceso o servicio, a cargo propio o de terceros bajo responsabilidad de la empresa, priorizando los valores éticos, la integración social y el especial respeto por los intereses y las necesidades de la comunidad para la contribución a una mejor calidad de vida.

La alta dirección asume y materializa el apoyo necesario para el adecuado ejercicio y mejora de su Sistema de Gestión Ambiental, proporcionando a todos los niveles de la organización la motivación, el entrenamiento y las responsabilidades para el logro satisfactorio de sus objetivos de trabajo. Para ello, define y pone a disposición la presente Política para que sea implementada en permanente correspondencia con la realidad de sus procesos y servicios.

c) Políticas de dividendos y agentes pagadores

Las Co-Emisoras no han distribuido dividendos durante los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

Las Co-Emisoras no tienen una política de dividendos determinada y podrán decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de las Co-Emisoras dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que los directorios de las Co-Emisoras consideren relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados contables anuales confeccionados de conformidad con las Normas Contables Profesionales y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con los estatutos de las Co-Emisoras, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del directorio y comisión fiscalizadora en su caso; c) el saldo tendrá el destino que decida la asamblea.

Los directorios de las Co-Emisoras someten a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados contables de las Co-Emisoras correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados contables y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA (TITULARES Y SUPLENTE)

a) Directores o Administradores y Gerencia

De conformidad con la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades anónimas está en manos de un directorio elegido por la asamblea de accionistas. De conformidad con el Artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden (respectivamente a cada sociedad en la cual se desempeñan) ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y los terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el Artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Los siguientes conceptos se consideran parte integrante del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de emplear los activos de la sociedad y la información confidencial con fines privados; (ii) la prohibición de aprovechar, o permitir que otros aprovechen, por medio de acción u omisión, las oportunidades de negocios de la sociedad; (iii) la obligación de ejercer sus facultades únicamente para los fines propuestos por la ley, los estatutos de la sociedad o las resoluciones de los accionistas o del directorio; (iv) la obligación de actuar con diligencia en la preparación y divulgación de la información suministrada al mercado y velar por la independencia de los auditores externos de la sociedad; y (v) la obligación de tener estricto cuidado de forma tal que los actos del directorio no sean contrarios, directa o indirectamente, a los intereses de la sociedad. Conforme con lo previsto bajo la Ley de Sociedades, se pueden asignar funciones específicas a un director por medio del estatuto o de una resolución de la asamblea. En dichos casos, la imputación de responsabilidad se hará atendiendo a la actuación individual, siempre que la asignación de funciones específicas hubiese sido inscripta en el Registro Público. La Ley General de Sociedades prohíbe que los directores realicen actividades en competencia con la sociedad sin expresa autorización de la asamblea. Los directores deben informar al directorio y a la comisión fiscalizadora acerca de cualquier conflicto de intereses que pudieran tener en una operación propuesta y deberán abstenerse de votar en tal cuestión.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del directorio en caso en que el mismo estableciera su oposición por escrito e informare a la sindicatura antes de que su responsabilidad se denuncie al directorio, a la sindicatura, a la asamblea o a la autoridad competente, o se ejerza la acción judicial correspondiente. Excepto en el caso de liquidación obligatoria o quiebra, la gestión de un director aprobada por los accionistas de la sociedad libera a ese director de cualquier responsabilidad por tal gestión respecto de la sociedad, a menos que los accionistas que representen el 5% o más del capital social objeten dicha aprobación o a menos que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o de los estatutos de la sociedad. La sociedad tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la sociedad reunidos en asamblea solicitan tal medida. Si la sociedad no inicia la acción judicial dentro de los tres meses de la resolución de asamblea aprobando el inicio de la acción, cualquier accionista puede promoverla en nombre y representación de la sociedad.

Según lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, el directorio de cada una de las sociedades está a cargo de la administración de cada sociedad y, por lo tanto, adopta todas y cada una de las decisiones administrativas, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares. En ningún caso los directores suplentes tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

Albanesi. El directorio de Albanesi está conformado por seis directores titulares y cuatro directores suplentes. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de Albanesi podrán determinar el número de directores, el cual no podrá ser menor que cinco ni mayor que nueve para el caso de directores titulares ni menor que uno para el caso de directores suplentes. Cada uno de los directores es elegido por la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas por un plazo de tres ejercicios y podrá ser reelegido por períodos sucesivos. Ninguno de los directores actuales de Albanesi se considera independiente en virtud de la ley argentina aplicable.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de designación	Fecha de Vencimiento	Carácter (*)
Armando Roberto Losón (h)	Presidente	07/08/2018	31/12/2020	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Vicepresidente 1°	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Julián Pablo Sarti	Vicepresidente 2°	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Carlos Alfredo Bauzas	Director Titular	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Oscar Camilo De Luise	Director Titular	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Sebastián Andrés Sánchez Ramos	Director Titular	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
José Leonel Sarti	Director Suplente	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Juan Gregorio Daly	Director Suplente	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Ricardo Martín Lopez	Director Suplente	19/04/2018	31/12/2020	No independiente
Romina Solange Kelleyian	Director Suplente	19/04/2018	31/12/2020	No independiente

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

El mandato de los miembros del directorio de Albanesi vencerá en la fecha de celebración de la asamblea anual de accionistas de Albanesi en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la cual se prevé que será convocada durante el primer trimestre de 2021.

GEMSA. El directorio de GEMSA está conformado por nueve directores titulares y cinco directores suplentes. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de GEMSA podrán determinar el número de directores, el cual no podrá ser menor que cinco ni mayor que nueve para el caso de directores titulares. El número de directores suplentes deberá ser igual o menor al número de directores titulares. Cada uno de los directores es elegido por la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas por un plazo de tres años y podrá ser reelegido por periodos sucesivos. Ninguno de los directores actuales de GEMSA se considera independiente en virtud de la ley argentina aplicable.

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de designación	Fecha de Vencimiento	Carácter (*)
Armando Losón (h)	Presidente	07/08/2018	31/12/2020	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Vicepresidente 1°	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Julián Pablo Sarti	Vicepresidente 2°	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Carlos Alfredo Bauzas	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Oscar Camilo De Luise	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Ricardo Martín Lopez	Director Titular	06/03/2020	31/12/2020	No independiente
Sebastián Andrés Sánchez Ramos	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Juan Carlos Collin	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Jorge Hilario Schneider	Director Titular	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
José Leonel Sarti	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Juan Gregorio Daly	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente
Oswaldo Enrique Alberto Cado	Director Suplente	06/03/2020	31/12/2020	No independiente

Darío Silberstein	Sebastián	Director Suplente	06/03/2020	31/12/2020	No independiente
Romina Kelleyian	Solange	Director Suplente	18/04/2018	31/12/2020	No independiente

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

El mandato de todos los miembros del directorio de GEMSA vencerá en la fecha de celebración de la asamblea anual de accionistas de GEMSA en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la cual se prevé que será convocada durante el primer trimestre de 2021.

CTR. El directorio de CTR está conformado por cinco directores. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de CTR podrán determinar el número de directores, el cual no podrá ser menor que uno ni mayor que cinco para el caso de directores titulares. El número de directores suplentes deberá ser igual al número de directores titulares. Cada uno de los directores es elegido por la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas por un plazo de tres años y podrá ser reelegido por períodos sucesivos. Ninguno de los directores actuales de CTR se considera independiente en virtud de la ley argentina aplicable.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Fecha de designación</u>	<u>Fecha de Vencimiento</u>	<u>Carácter (*)</u>
Armando Losón (h)	Presidente	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Carlos Alfredo Bauzas	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Julián Pablo Sarti	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente
Roberto Felipe Picone	Director Titular	20/04/2020	31/12/22	No independiente

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

El mandato de los miembros del directorio de CTR vencerá en la fecha de celebración de la asamblea anual de accionistas de CTR en la que se aprueben sus estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la cual se prevé que será convocada durante el primer trimestre de 2023.

A continuación se presenta una breve descripción biográfica de los miembros del directorio de Albanesi, GEMSA, y CTR.

Armando Losón (h): D.N.I. N° 23.317.328, C.U.I.T. N° 20-23317328-3. Fecha de Nacimiento: 16/06/1973. Presidente de Albanesi, GEMSA y CTR. El Lic. Armando Losón integra la compañía desde el 28 de abril de 2006. Con más de 10 años de experiencia corporativa, desde 2004, es Director de RGA. Ingresó al Grupo Albanesi en el año 1997, para inicialmente trabajar en el área comercial. Tuvo a su cargo el desarrollo del departamento de Nuevos Negocios. Ha participado activamente en diferentes procesos de evaluación de proyectos y adquisiciones en diversas áreas del grupo, como Gas, Petróleo, Generación Eléctrica y Agroindustrias. En 2004 fue Co-Leader en el desarrollo de Bodega del Desierto S.A., para la producción de vinos premium, empresa de la que actualmente es General Manager, y que en corto tiempo fue posicionada en el mercado por sus logros. En 1996, obtuvo el título de Licenciado en Economía en la Universidad de San Andrés. Armando Losón (h) es hijo de Armando Roberto Losón. El Sr. Armando Losón (h) ocupa el cargo de Presidente en las siguientes sociedades del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A., RGA y Vicepresidente de Solalban Energía S.A. Asimismo, se desempeña como Presidente de Centennial S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Gonzalo Brun: D.N.I. N° 20.298.131, C.U.I.T. N° 20-20298131-4. Fecha de Nacimiento: 26/10/1968. Vicepresidente 1° de Albanesi y GEMSA y Director Titular de CTR. El Cdor. Guillermo Gonzalo Brun integra la Compañía desde el 19 de abril de 2010. Se incorporó al Grupo Albanesi en julio de 1995 y desde noviembre de 2003 desempeña el cargo de Director Financiero del Grupo Albanesi. Es Contador Público Nacional desde marzo de 1995 egresado de la Universidad Nacional de Rosario. En abril 2001 obtuvo el título de MBA en la Universidad del CEMA. Además es director titular de las siguientes compañías: Albanesi Power S.A., Generación Litoral y Centennial S.A. Asimismo es Vicepresidente 1° de las siguientes sociedades: Alba

Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Adicionalmente, el Sr. Brun se desempeña como Síndico Titular en Solalban Energía S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Julián Pablo Sarti: D.N.I. N° 27.288.155, C.U.I.T. N° 20-27288155-4. Fecha de Nacimiento: 14/06/1979. Vicepresidente 2° de Albanesi y GEMSA y Director Titular de CTR. El Ing. Julián Pablo Sarti integra la Compañía desde el 19 de abril de 2010. Es ingeniero mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Cursó la Carrera de Especialización en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Se incorporó a RGA en el año 2005. Con anterioridad trabajó en Arcan Ing. y Cons. S.A. en la gerencia de ingeniería y en Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C. en la gerencia de ingeniería industrial. Además es Vicepresidente 2° de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Asimismo, el Sr. Sarti se desempeña como Director Titular en Albanesi Power S.A., y Generación Litoral S.A. Por último, se desempeña como Director Titular en Ravok S.A. y Quince Escobas S.A. y como Gerente de Corimar SRL. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Alfredo Bauzas: D.N.I. N° 6.065.238, C.U.I.T. N° 20-06065238-5. Fecha de Nacimiento: 13/02/1946. Director Titular de Albanesi., GEMSA y CTR. El Sr. Carlos Alfredo Bauzas integra la Compañía desde el 24 de febrero de 2005. Durante su carrera profesional, ocupó la Presidencia de Bauzas Hnos. S.A., concesionaria industrial de prestigiosas empresas como John Deere, Bayer, Goodyear y Pirelli. Asimismo, ocupa el cargo de Director Titular dentro de las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Rosario S.A., Solalban Energía S.A., Generación Litoral S.A. y RGA. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oscar Camilo De Luise: D.N.I. N° 6.073.309, C.U.I.T. N° 20-06073309-1. Fecha de Nacimiento: 21/09/1947. Director Titular de Albanesi, y GEMSA. El Cdr. Oscar Camilo De Luise integra la Compañía desde el 28 de abril de 2006. Entre 2001 y 2005, se desempeñó en RGA ocupando el cargo de Gerente de Administración y Finanzas –Planificación y Control. Desde 1999 ocupa la presidencia de la Empresa Cerámica Arroyo Seco S.A., y en el pasado ocupó la Gerencia General de Aldea S.A. (1991-1999), el puesto de Gerente de Administración y Finanzas de UTE Condux - SGA - Albanesi (1988-1990) y los cargos de Gerente General y Gerente de Sucursal Buenos Aires de Siryi, Del Gerbo, Azanza S.A. (1970-1988). En 1969, obtuvo el título de Contador Público Nacional en la Universidad Nacional de Rosario. Además, es director titular de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A.; Albanesi Energía S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Asimismo, el Sr. De Luise se desempeña como Director Suplente en Solalban Energía S.A. Por último, se desempeña como Presidente de Cerámica Arroyo Seco S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ricardo Martín López: D.N.I.: 26.965.138 C.U.I.T.: 20-26965138-6 Fecha de nacimiento: 10/10/1978. Director Titular de GEMSA y Director Suplente de Albanesi. El Sr. López es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en 2002. Ingresó en el Grupo Albanesi en 2006 como analista de impuestos y a la fecha cumple la función de Gerente de impuestos del Grupo Albanesi. Anteriormente trabajó en el sector de impuestos de Price Waterhouse & Co. y de KPMG. El Sr. López ocupa el cargo de director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Asimismo, el Sr. López se desempeña como Director Suplente en Solalban Energía S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sebastián Andrés Sánchez Ramos: D.N.I. 22.302.656, C.U.I.T.: 20-22302656-8. Fecha de nacimiento: 28/06/1971. Director Titular de Albanesi y GEMSA. Ocupa la función de Director de Gas dentro del Grupo Albanesi. Es Ingeniero Industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires. Realizó el Master en Administración de Empresas en el CEMA, Posgrado de Especialización en Economía de Gas y Petróleo en el ITBA y cursó el Posgrado de Derecho en Actualización del Petróleo y Gas Natural en la UBA. Se incorporó a RGA. en septiembre de 2004. Con anterioridad trabajó en Metrogas S.A., en la gerencia de Compra de gas y transporte y en la gerencia de construcción y mantenimientos de gasoductos, en Goodyear SRL, en la gerencia de abastecimiento y planificación de importaciones, y en Alvarez y Ramos SRL en el sector de compras y control de inventarios. El Sr. Sánchez Ramos ocupa el cargo de director titular en las siguientes sociedades del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Carlos Collin: D.N.I. N° 10.865.759, C.U.I.T. N° 20-10865759-7. Fecha de Nacimiento: 19/07/1953. Director Titular de GEMSA desde el año 2016. Cuenta con una amplia trayectoria en la industria del gas se incorpora al Grupo Albanesi en el año 1996. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Roberto Felipe Picone: D.N.I. N° 26.313.038, C.U.I.T. N° 20-26313038-4. Fecha de Nacimiento: 03/10/1977. El Sr. Picone nació el 3 de octubre de 1977 en Córdoba, Argentina. Es Director Titular de CTR. Es contador egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. Asimismo, es miembro del directorio de Tefu S.A., Aldajo S.A., Vicepresidente del directorio de Turin S.A. y director Suplente de Gamot S.A. Antes de incorporarse al grupo Albanesi, trabajó en Turin S.A.

Jorge Hilario Schneider: D.N.I. N° 4.176.627, C.U.I.T. N° 20-04176627-2. Fecha de Nacimiento: 17/05/1936. Director Titular de GEMSA desde el año 2016. Se ha desempeñado como consultor independiente en áreas comerciales, financieras y de servicios para diversas firmas como ser Ingeniera Sisto S.R.L, Porcelanas Tsuji S.A. y Tycsa S.A. Trabajó durante 23 años en Pérez Companc S.A., alcanzando el cargo de Director de Comercialización. También ha prestado servicios en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y en la industria de la construcción. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

José Leonel Sarti: D.N.I.: 30.925.253 CUIT: 20-30925253-6 Fecha de nacimiento: 12/04/1984. Director Suplente de GEMSA y Albanesi. El Sr. Sarti es Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad Argentina de la Empresa (UADE) y posee el Master en Administración de Empresas en la Escuela de Negocios de la Universidad Austral (IAE). Ingresó al Grupo Albanesi en el año 2008 y se desempeña en la función de Analista de compra/venta del sector Despacho. El Sr. Sarti ocupa el cargo de director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Asimismo, el Sr. Sarti es Vicepresidente de Holen S.A. Por último, se desempeña como director suplente de Ravok S.A., como Director Titular de Quince Escobas S.A y Gerente de Corimar S.R.L. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Gregorio Daly: D.N.I.: 24.365.221 C.U.I.T.: 23-24365221-9 Fecha de nacimiento: 29/09/1975. Director Suplente de GEMSA y Albanesi. El Sr. Daly cumple la función de Gerente Financiero desde su ingreso en el mes de agosto 2013. En el período 1995-2013 trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000 obtuvo el título de Licenciado en Administración de Empresas en la UADE. En el año 2003 realizó el posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andres y completo el programa CFA (Chartered Financial Analyst) en el año 2006. El Sr. Daly ocupa el cargo de director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oswaldo Enrique Alberto Cado: D.N.I.: 28.800.764 C.U.I.T.: 20-28800764-1 Fecha de nacimiento: 07/04/1981. Director Suplente de GEMSA. El Sr. Cado cumple la función de Gerente de Estructuraciones Financieras. Es parte del Grupo Albanesi desde octubre 2014. En el año 2003 obtuvo el título de Licenciado en Economía en la UCA, habiendo realizado luego varios cursos de posgrado entre el que se destaca el Master en Finanzas en la Universidad del CEMA en el año 2007. Actualmente es docente en la UBA, UCA y UCEMA.

Darío Sebastián Silberstein: D.N.I.: 25.791.188 C.U.I.T.: 20-25791188-9 Fecha de nacimiento: 03/02/1977. Director Suplente de GEMSA. Ingreso al grupo en el año 2013 en Rafael G. Albanesi como Gerente Financiero alcanzando la Gerencia de Administración del grupo en el año 2014. En el período 2008 – 2013 trabajó en la empresa Carrier S.A. como Jefe Financiero. En el año 2002 obtuvo el título de Licenciatura en Administración de Empresas en la Universidad de Buenos Aires, posteriormente cursó la Maestría en Finanzas en la Universidad de San Andrés durante los años 2009 - 2010.

Romina Solange Kelleyian: D.N.I.: 25.745.424 C.U.I.T.: 27-25745424-5 Fecha de nacimiento: 26/12/1976. Directora Suplente de GEMSA y Albanesi. Es Contadora Pública egresada de la Universidad Nacional de la Matanza. Se incorporó al Grupo Albanesi en el año 2000. Con anterioridad trabajo en Compañía Argentina de Levaduras S.A, Bayer Argentina S.A., Reebok, y Falabella desempeñándose en distintos sectores administrativo-contables y comerciales de dichas compañías. Las Sra. Kelleyian ocupa el cargo de directora suplente en las siguientes empresas del Grupo: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A. y RGA. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades establece que la remuneración a pagar a todos los miembros del directorio (incluidos aquellos que también sean miembros de la gerencia de primera línea) por un ejercicio económico no podrá superar el 5% de la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio económico, si la sociedad no paga dividendos en relación con dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la limitación anual a la remuneración de los directores al 25% de la ganancia neta para aquellos casos en los que toda la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio económico se distribuya como dividendos. Dicho porcentaje se reduce en forma proporcional en función a la relación entre la ganancia neta y dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores por encima de los límites máximos establecidos en la Ley General de Sociedades cuando la sociedad no tenga ganancia neta o cuando la ganancia neta sea baja, siempre que, durante el ejercicio económico en cuestión, los directores hayan cumplido tareas especiales o funciones técnico administrativas. La remuneración de todos los miembros del directorio y de la Comisión Fiscalizadora debe ser aprobada en la asamblea de accionistas.

Por Acta de asamblea del 16 de abril de 2020 se aprobó la renuncia de todos los miembros titulares del directorio de Albanesi a percibir honorarios por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Asimismo, se aprobaron en la misma acta los honorarios de la Comisión Fiscalizadora por el mencionado ejercicio en la suma total de \$ 89.610 (Pesos ochenta y nueve mil seiscientos diez), asignando a Marcelo Pablo Lerner, Enrique Omar Rucq y Francisco Agustín Landó la suma de \$ 29.870 (Pesos veintinueve mil ochocientos setenta) a cada uno.

Por Acta de Asamblea del 16 de abril de 2020, los accionistas aprobaron por unanimidad la renuncia de los Directores de GEMSA a los honorarios que les hubieran correspondido por su gestión durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019. Asimismo, se resolvió distribuir honorarios entre los miembros de la Comisión Fiscalizadora por su gestión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 por la suma total de \$ 179.223 (pesos ciento setenta y nueve mil doscientos veintitrés), conforme el siguiente detalle: (i) la suma de \$ 59.741 (pesos cincuenta y nueve mil setecientos cuarenta y uno) al Sr. Marcelo Pablo Lerner; (ii) la suma de \$ 59.741 (pesos cincuenta y nueve mil setecientos cuarenta y uno) al Sr. Enrique Omar Rucq; y (iii) la suma de \$ 59.741 (pesos cincuenta y nueve mil setecientos cuarenta y uno) al Sr. Francisco Agustín Landó.

Por Acta de asamblea del 20 de abril de 2020 se aprobó la renuncia de todos los miembros titulares del directorio de CTR a percibir honorarios por la gestión realizada durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Asimismo, se aprobó en la misma acta los honorarios de la Comisión Fiscalizadora por el mencionado ejercicio en la suma total de \$ 89.610 (Pesos ochenta y nueve mil seiscientos diez), asignando a Enrique O. Rucq, Marcelo P. Lerner y Francisco A. Landó la suma de \$ 29.870 (Pesos veintinueve mil ochocientos setenta) a cada uno.

No se realizaron pagos en concepto de gratificaciones o de planes de participación en las utilidades.

No se celebró contrato alguno que dispusiera el pago de algún tipo de beneficio o remuneración a cualquier otro director o miembro de nuestra comisión fiscalizadora al término de su mandato o en caso de jubilación.

c) Información sobre Participaciones Accionarias

Información del Garante

El siguiente cuadro brinda información acerca de la participación accionaria en Albanesi de los directores, gerencia y empleados a la fecha del presente Prospecto:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje
Carlos Alfredo Bauzas-Director Titular ⁽¹⁾	12.890.348	Única	20%

(1) El Sr. Carlos A. Bauzas es accionista, en forma directa, del Garante, tal como se detalla más adelante en la sección “Estructura de las Co-Emisoras, Garante, Accionista o Socios y Partes Relacionadas”.

Información de GEMSA

El siguiente cuadro brinda información acerca de la participación accionaria en GEMSA de los directores, gerencia y empleados a la fecha del presente Prospecto:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje
Carlos Alfredo Bauzas-Director Titular ⁽¹⁾	1.381.722	Única	1%

- (1) El Sr. Carlos A. Bauzas es accionista, en forma indirecta, de GEMSA por intermedio de Albanesi, siendo esta titular del 95% de las acciones con derecho a voto de GEMSA, tal como se detalla más adelante en la sección “*Estructura de las Co-Emisoras, Garante, Accionista o Socios y Partes Relacionadas*”.

Información de CTR

El siguiente cuadro brinda información acerca de la participación accionaria en CTR de los directores, gerencia y empleados a la fecha del presente Prospecto:

Accionistas	Cantidad de Acciones	Clase de Acciones	Porcentaje
Carlos Alfredo Bauzas-Director Titular ⁽¹⁾	10.960.571	Única	15%

- (1) El Sr. Carlos A. Bauzas es accionista, en forma indirecta, de CTR por intermedio de Albanesi, siendo esta última titular del 75% de las acciones con derecho a voto de CTR, tal como se detalla más adelante en la sección “*Estructura de las Co-Emisoras, Garante, Accionista o Socios y Partes Relacionadas*”.

d) Otra Información Relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales exigen que toda sociedad anónima que haya realizado oferta pública en Argentina, como en este caso, cuenten con una comisión fiscalizadora. Los estatutos de Albanesi y GEMSA prevén una comisión fiscalizadora que está compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes para desempeñar su cargo durante un ejercicio económico. El estatuto de CTR establece una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos y tres síndicos suplentes que desempeñan su cargo durante tres ejercicios económicos. De acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades, únicamente abogados y contadores matriculados para ejercer en Argentina o sociedades civiles conformadas por tales profesionales matriculados pueden ocupar el cargo de síndicos de una sociedad anónima constituida en Argentina. A la fecha del presente Prospecto, todos los miembros titulares y suplentes de nuestra comisión fiscalizadora son independientes conforme a lo dispuesto en la Ley de Mercado de Capitales.

Las principales responsabilidades de la comisión fiscalizadora son supervisar el cumplimiento por parte del directorio de la Ley General de Sociedades, los estatutos y reglamentos aplicables, si hubiere, y las resoluciones adoptadas por los accionistas, además de desempeñar otras funciones, incluyendo, pero sin carácter taxativo: (i) supervisar e inspeccionar los libros y documentación societaria siempre que lo juzgue conveniente y, pero al menos, trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones del directorio, el comité ejecutivo, el comité de auditoría y a las asambleas de accionistas; (iii) preparar un informe anual relativo a la condición financiera de la sociedad y presentar dicho informe ante la asamblea ordinaria de accionistas; (iv) proveer cierta información referente a la compañía ante requerimiento de accionistas que representen al menos 2% del capital social; (v) convocar a asamblea extraordinaria de accionistas cuando lo considere necesario, por su propia iniciativa o a solicitud de los accionistas y asamblea de accionistas ordinarias y extraordinarias cuando no fueran convocadas por el directorio; (vi) supervisar y fiscalizar el debido cumplimiento de la ley, los estatutos, reglamentos y decisiones asamblearias; e (viii) investigar las quejas que le formulen por escrito accionistas que representen al menos 2% del capital social.

En cumplimiento de estas funciones, las comisiones fiscalizadoras no controlan las operaciones ni evalúan el fondo de las decisiones adoptadas por los directores. Los deberes y las responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de síndicos titulares. En ningún caso, los síndicos suplentes tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de síndicos suplentes.

Los siguientes cuadros presentan información sobre los miembros de las comisiones fiscalizadoras.

Albanesi

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato	Carácter (*)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Juan Cruz Nocciolino	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente

(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

GEMSA

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato	Carácter (*)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Juan Cruz Nocciolino	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	16/04/2020	31/12/2020	Independiente

(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

CTR

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento de mandato	Carácter (*)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	20/04/2020	31/12/2022	Independiente
Marcelo Rafael Tavarone	Síndico Suplente	07/07/2020	31/12/2022	Independiente

(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

A continuación se presenta una breve descripción biográfica de los síndicos de Albanesi, GEMSA y CTR.

Francisco Agustín Landó. D.N.I. N° 6.062.670, C.U.I.T. N° 20-06062670-8. El Sr. Landó nació el 2 de diciembre de 1945. Es síndico de Albanesi, GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y es escribano público desde 1976 y se ha matriculado como escribano público en el año 1977, desempeñándose como tal hasta el momento de su jubilación. También es Síndico Titular de Albanesi Energía S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Pablo Lerner. D.N.I. N° 20.379.214, C.U.I.T. N° 20-20379214-0. El Sr. Lerner nació el 19 de septiembre de 1968. Es síndico de Albanesi, GEMSA y CTR. Es abogado y contador egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico de. Albanesi Energía S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., y Generación Rosario S.A. e integrante del estudio jurídico Lerner y Asociados además de trabajar en forma independiente. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Rafael Tavarone. Marcelo Rafael Tavarone: D.N.I. N° 22.099.055, C.U.I.T. N° 23-22099055-9. El Dr. Tavarone nació el 8 de marzo de 1971. Síndico Suplente de CTR designado por Asamblea General Extraordinaria del 7 de julio de 2020. Se graduó en 1995 como abogado (con honores) de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires y también como máster (LL.M.) en Derecho Bancario y Financiero en Queen Mary, University of London en 1998. La publicación Chambers & Partners lo ha distinguido como uno de los abogados líderes de su área de práctica en la Argentina. Ha dictado diversos cursos de grado y postgrado en la Universidad de Buenos Aires, la Universidad Torcuato Di Tella, la Universidad Católica Argentina y en la

Universidad de San Andrés. Actualmente se desempeña como socio en Tavarone, Rovelli, Salim & Miani – Abogados y con anterioridad fue asociado extranjero en Simpson, Thacher & Bartlett. Es autor de numerosas publicaciones de su especialidad. Se ha desempeñado como Síndico Suplente de Deutsche Bank Argentina S.A. y actualmente es también Director Suplente de Banco Interfinanzas S.A. y Síndico Suplente de Red Link S.A. Su domicilio es Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Cruz Nocciolino. D.N.I. N° 29.767.456, C.U.I.T. N° 20-29767456-1. El Sr. Nocciolino nació el 26 de septiembre de 1982. Es síndico suplente de Albanesi GEMSA y CTR. También es síndico suplente de Generación Centro S.A., y Albanesi Energía S.A. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Trabaja en forma independiente. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Enrique Omar Rucq. D.N.I. N° 12.944.900, C.U.I.T. N° 20-12944900-5. El Sr. Rucq nació el 3 de julio de 1957. Es síndico de Albanesi, GEMSA y CTR. Es contador y licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad Nacional de Rosario. También es Síndico Titular de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A., RGA, y Centennial S.A. Trabajó en Morando y Cripovich S.A., RGA y en Correo Argentino S.A. Asimismo, se desempeña como Socio Gerente de Cocina Saludable SRL. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Indalecio Vela. D.N.I. N° 23.087.113, C.U.I.T. N° 20-23087113-3. El Sr. Vela nació el 29 de enero de 1973. Es síndico suplente de Albanesi, GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico suplente de Albanesi Energía S.A., Generación Centro S.A., Generación Litoral S.A., y Generación Rosario S.A. Fue Secretario de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Ciudad de Buenos Aires y desde 2002 trabaja en forma independiente exclusivamente en el área del Derecho Penal e Impositivo. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Claudio Barattieri. D.N.I. N° 21.959.696, C.U.I.T. N° 20-21959696-1. El Cdor. Barattieri nació el 23 de abril de 1971. Síndico suplente de Albanesi, GEMSA y CTR desde el 16 de abril de 2019 y 23 de abril de 2019, respectivamente. El Cdor. Barattieri es egresado de la Universidad de Buenos Aires. También se desempeña como síndico suplente de Generación Rosario S.A., Generación Litoral S.A. Generación Centro S.A. y Central Térmica Roca S.A. y socio gerente en Estudio Lerner & Asociados S.R.L. Su domicilio es L. N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Independencia de los miembros de la comisión fiscalizadora

De acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4° del Capítulo XXI de las Normas de la CNV, Enrique Omar Rucq, Marcelo Pablo Lerner, Francisco Agustín Lando, Carlos Indalecio Vela, Marcelo Claudio Barattieri y Marcelo Rafael Tavarone son miembros independientes de la comisión fiscalizadora.

Gerentes

A continuación, se detallan los nombres de los gerentes de las Co-Emisoras:

- Gerente de administración: Darío S. Silberstein
- Gerente financiero: Juan Gregorio Daly

A continuación, se consigna una breve descripción biográfica de los gerentes de las Sociedades:

Darío S. Silberstein. D.N.I. N° 25.791.188, C.U.I.T. N° 20-25791188-9. Fecha de Nacimiento: 03/02/1977. Ingreso al grupo en el año 2013 en RGA alcanzando la Gerencia de Administración del grupo en el año 2014. En el período 2008 – 2013 trabajó en la empresa Carrier S.A. como Jefe Financiero. En el año 2002 obtuvo el título de Licenciatura en Administración de Empresas en la Universidad de Buenos Aires, posteriormente cursó la Maestría en Finanzas en la Universidad de San Andrés durante los años 2009 - 2010.

Juan Gregorio Daly. DNI 24.365.221, C.U.I.L. N° 23-24365221-9. Fecha de Nacimiento: 29/09/1975. Gerente Financiero desde su ingreso en el mes de agosto 2013. En el período 1995-2013 trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000 obtuvo el título de Licenciado en Administración de Empresas en la UADE. En el año 2003 realizó el posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andrés y completo el programa CFA (Chartered Financial Analyst) en el año 2006.

Asesores

Las Co-Emisoras mantienen una relación continua con los siguientes estudios jurídicos:

- Estudio D'hers, con domicilio en Avda. Córdoba 612, piso 4º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, con domicilio en Tte. Gral. Juan D. Perón 537, piso 5º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El estudio Tavarone, Rovelli, Salim & Miani es el asesor legal de las Co-Emisoras en todos los aspectos relativos a la creación y ampliación del Programa.
- Estudio Moltedo con domicilio en Sarmiento 673, piso 7º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán Abogados, con domicilio en Avenida del Libertador 602, Piso 3º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Adicionalmente, GEMSA mantiene relación continua con:

- Estudio Jurídico Nadia Nacher Zmuidinas con domicilio en Av. Gdor. Gordillo 371, Ciudad y Provincia de La Rioja.

Las Co-Emisoras no cuentan con asesores financieros con los que mantenga una relación continúa.

Auditores Externos

Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PricewaterhouseCoopers Network), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el Tº 1 Fº 17 es la firma de auditoría de las Co-Emisoras. Asimismo, en lo que respecta a GEMSA, CTR y Albanesi, se manifiesta que el Dr. Raúl Leonardo Viglione, CUIT 20-17.254.854-0, con domicilio en Bouchard 557 Piso 8, Ciudad de Buenos Aires, perteneciente a Price Waterhouse & Co. S.R.L., ha auditado: (i) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019, (ii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 y (iii) los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017.

El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Su CUIT es 30-70864208-4. Los socios integrantes de la firma auditora se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

e) Gobierno Corporativo

El 16 de agosto de 2018, teniendo en cuenta el crecimiento de los negocios y la estructura del grupo Albanesi (término que al ser utilizado en esta sección comprende a el Grupo Albanesi, Albanesi Power S.A., Alto Valle del Río Colorado S.A., Bodega del Desierto S.A., RGA, y Alba Jet S.A.), y los futuros proyectos de expansión, los directorios de las sociedades que conforman el grupo Albanesi aprobaron un programa de integridad (el “Programa de Integridad”) que se basó inicialmente en los siguientes pilares: (i) un Código de Conducta (el “Código”), (ii) una Política Anticorrupción, (iii) una Política de Presentación en Licitaciones y Concursos, (iv) una Política de Relacionamiento con Funcionarios Públicos; y (v) una Línea de Ética para denuncias que pueden ser anónimas y también hechas por terceros (la “Línea”). Estas políticas y la existencia de la Línea fueron difundidas a proveedores y clientes y están disponibles en el sitio web www.albanesi.com.ar/programa-integridad.php y el grupo Albanesi ha creado un reservorio con todas las políticas y el Código en sus versiones más actualizadas que puede encontrarse en [Programa de Integridad Albanesi](#).

El Código establece la creación de un Comité de Ética, a cargo de llevar adelante la investigación de las denuncias y de elevar sus conclusiones al Directorio, de quien depende. Dicho Comité está conformado por el gerente corporativo de Recursos Humanos del grupo Albanesi, el gerente corporativo de Legales del grupo Albanesi y un asesor externo, independiente de los accionistas de las sociedades del grupo Albanesi.

Además, se implementó también un plan de capacitación que comenzó con los gerentes de planta, síndicos, directores, accionistas y empleados clave de cada una de las sociedades del grupo Albanesi, quienes recibieron cursos presenciales, y continuará con los empleados de la oficina administrativa y de las centrales térmicas.

En septiembre de 2019, el Grupo lanzó un e-learning, de carácter obligatorio, como herramienta para capacitar a toda su planta de empleados, garantizando y facilitando el acceso en todas las locaciones del país donde Albanesi tiene presencia. El Plan de Capacitación continúa desarrollándose y se está trabajando en la actualidad en los cursos virtuales para el año en curso.

La aprobación del Programa de Integridad fue la culminación de un proceso de fortalecimiento de las políticas de integridad de las Co-Emisoras que había comenzado en febrero de 2018, en forma previa a la entrada

en vigor de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria N° 27.401, en miras al crecimiento de los negocios y la estructura del grupo Albanesi, y teniendo en consideración sus futuros proyectos de expansión.

De tal modo, se contrataron, entre otras posiciones, las siguientes que están íntimamente vinculadas a temas de cumplimiento: (i) un Gerente Corporativo de Compras y Comercio Exterior, (ii) un Gerente Corporativo de Auditoría y (iii) un Gerente Corporativo de Legales (actualmente Legales & Compliance), quien tiene a su cargo la tarea de reforzar el Programa con el asesoramiento externo de la firma PricewaterhouseCoopers (“PwC”).

PwC, en cumplimiento de sus tareas de supervisión, efectuó una evaluación preliminar en materia de compliance, que incluyó, entre otras acciones, entrevistas a todos los directores y accionistas de las sociedades del grupo Albanesi y a ciertos empleados clave de las mismas. A partir de las conclusiones de dicho trabajo, se comenzó a trabajar en una matriz de riesgo para las compañías del grupo Albanesi, se delinearón una serie de políticas de cumplimiento y se fortaleció el Código, conformando un programa adecuado a los riesgos del grupo Albanesi.

Con posterioridad a la aprobación del Programa de Integridad se desarrollaron nuevas políticas que forman parte del mismo, tales como una Política de Donaciones, una Política de Confidencialidad y uso de herramientas de trabajo, y una Política de Rendición de Gastos. También se creó un Registro de Regalos, y un registro para dejar asentado cualquier contacto con funcionarios públicos o conflictos de interés.

Luego, con fecha 6 de julio de 2020, se reforzó el Programa de Integridad con (i) una actualización del Código, (ii) con la creación de una Política de Due Diligence de Terceros, cuyo proceso será gestionado con una herramienta de gestión de riesgos cuya auditoría se hará con el soporte de PwC, y (iii) una Política de Regalos y Beneficios.

Asimismo, estamos incluyendo una cláusula de Anticorrupción y Ética en todas nuestras contrataciones, pliegos y licitaciones.

f) Empleados

Al 30 de junio de 2020, Albanesi y sus subsidiarias contaban con una dotación de 217 empleados. Nuestro equipo es fundamental para nuestro éxito, y por ello nos esforzamos por mantener una organización que recompense al personal calificado, competitivo y comprometido y les ofrezca oportunidades de progreso y desarrollo.

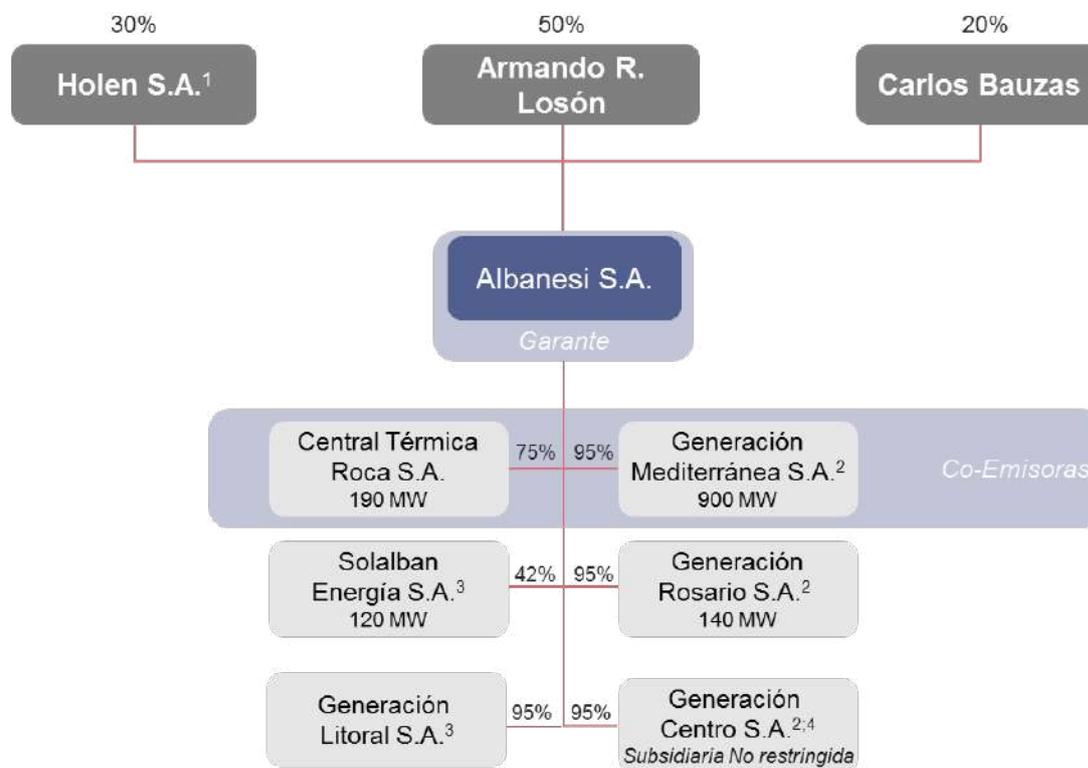
Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, la dotación de GEMSA era de 149, 152, y 149 empleados, respectivamente. Al 30 de junio de 2020 la dotación de GEMSA era de 147 empleados. 144 empleados de la Co-Emisora desempeñan su actividad laboral en las centrales de su propiedad, y los restantes 3 empleados lo hacían en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, la dotación de CTR era de 27, 28, y 28 empleados, respectivamente. Al 30 de junio de 2020, la dotación de CTR era de 28 empleados. 27 desempeñan su actividad laboral en la Central de su propiedad y 1 de ellos lo hacía en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ESTRUCTURA DE LAS CO-EMISORAS, GARANTE, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura organizativa de las Co-Emisoras, Garante y su Grupo Económico

El siguiente cuadro ilustra la estructura organizativa de las Co-Emisoras, Garante y del Grupo Albanesi a la fecha del presente Prospecto, detallando las capacidades nominales instaladas de cada sociedad.



(1) Son accionistas de Holen S.A.: Fernando Sarti (95%), José L. Sarti (1,66%), Julián P. Sarti (1,66%) y Adolfo Subieta (1,66%).

(2) Holen S.A., Armando Losón y Carlos Bauzas poseen el 5% restante de GEMSA, Generación Rosario S.A., Generación Litoral S.A. y Generación Centro S.A.

(3) Unipar Indupa S.A.I.C. controla el 58% de Solalban.

(4) Entidad calificada como “Subsidiaria No Restringida” bajo el Indenture del Bono Internacional emitido por las Co-Emisoras en 2017.

El Grupo Albanesi es uno de los grupos líderes de generación de energía eléctrica en Argentina en base a la capacidad instalada, operando nueve centrales termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina, ocho de las cuales son propias (incluyendo Solalban, de la cual es propietario de un 42%). Actualmente, estas centrales generadoras poseen una capacidad nominal instalada total de 1.350 MW. Todas las centrales generadoras que opera son de combustible dual (usan tanto gas natural como gasoil o, en el caso de Generación Rosario S.A., gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento.

Para mayor información sobre el Grupo Albanesi, véase la sección “*Información de las Co-Emisoras y del Garante*”.

b) Accionistas o Socios Principales

Albanesi

El capital social de Albanesi a la fecha del presente Prospecto está representado por 64.451.745 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de Albanesi a la fecha del presente Prospecto:

Accionista	Clase de Acciones	Número de acciones	Porcentaje
Armando Roberto Losón	Acciones ordinarias	32.225.873	50%
Carlos Alfredo Bauzas	Acciones ordinarias	12.890.348	20%
Holen S.A. ⁽¹⁾	Acciones ordinarias	19.335.524	30%
Total		64.451.745	100%

(1) A la fecha del presente Prospecto, Fernando Sarti tiene la propiedad del 95% de las acciones ordinarias de Holen S.A.

GEMSA

El capital social de GEMSA a la fecha del presente Prospecto está representado por 138.172.150 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de GEMSA a la fecha del presente Prospecto:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Albanesi S.A.	Acciones ordinarias	131.263.542	95%
Armando Roberto Losón	Acciones ordinarias	5.197.434	3,7616%
Carlos Alfredo Bauzas	Acciones ordinarias	1.381.722	1%
Holen S.A.	Acciones ordinarias	329.452	0,2384%
Total		138.172.150	100 %

CTR

El capital social de CTR a la fecha del presente prospecto está representado por 73.070.470 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de CTR a la fecha del presente Prospecto:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Albanesi S.A.	Acciones ordinarias	54.802.853	75%
Tefu S.A.	Acciones ordinarias	18.267.617	25%
Total		73.070.470	100%

El 26 de abril de 2012, Armando Roberto Losón, Carlos Alfredo Bauzas y Holen S.A. celebraron un acuerdo de accionistas, el cual se modificó el 30 de marzo de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de Albanesi”), con el fin de regular la operación y administración de las empresas del Grupo Albanesi. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de Accionistas de Albanesi regula la transferencia de acciones de las empresas del Grupo Albanesi y el cumplimiento y ejercicio de los derechos de los accionistas y de sus sucesores, exige que ciertas cuestiones sean aprobadas por el voto afirmativo de determinados accionistas y establece requisitos especiales para las asambleas de accionistas y reuniones del directorio de empresas del Grupo Albanesi.

El 31 de agosto de 2011, Albanesi Inversora S.A. y Tefu S.A. celebraron un acuerdo de accionistas, el cual se modificó el 29 de septiembre de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de CTR”), con el fin de regular su participación en CTR. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de Accionistas de CTR regula la transferencia de acciones de CTR y establece requisitos y mecanismos especiales para las asambleas de accionistas y las reuniones del directorio de CTR. Con motivo de la fusión en virtud de la cual Albanesi absorbió a Albanesi Inversora S.A. con fecha efectiva 1° de enero de 2018, dicho acuerdo quedó en cabeza de la Sociedad absorbente Albanesi.

c) Transacciones con Partes Relacionadas

Se han celebrado transacciones con partes relacionadas y en el futuro posiblemente también se celebren. Entendemos que cualquiera de las transacciones con partes relacionadas que celebramos en el pasado ha tenido lugar en el desarrollo normal de los negocios y en términos y condiciones de mercado.

Información del Garante

Las transacciones celebradas con partes relacionadas se detallan en la nota 23 a los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios del Garante por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020. A continuación presentamos un resumen de los resultados de las transacciones con partes relacionadas, según se presentan en los Estados Financieros Anuales Auditados del Garante actualizados a moneda constante

al 30 de junio de 2020 y los Estados Financieros Condensados Intermedios No Auditados del Garante al 30 de junio de 2020 y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y 2019.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Compra de gas					
RGA ⁽²⁾	(4.930.436)	(8.407.710)	(5.645.202)	(2.159.082)	(621.330)
Compra de energía					
Solalban Energía S.A.	(180)	(604)	(48.207)	38	(824)
Compra de vinos					
BDD	(7.116)	(3.791)	(781)	(152)	-
Compra de vuelos					
AJSA	(143.217)	(141.475)	(103.394)	(49.746)	(38.239)
Compra de partes y repuestos					
AESA	-	-	(1.670)	-	-
Venta de energía					
RGA	192.474	149.398	116.113	66.830	13.759
Solalban Energía S.A.	264.483	13.210	590	590	21.062
Intereses financieros ganados					
AISA ⁽³⁾	39.812	-	-	-	-
Directores	13.873	22.135	17.785	10.624	10.305
Garantías otorgadas / recibidas					
AJSA	330	640	412	227	154
CTR	2.562	-	-	-	-
RGA	(138.337)	(2.794)	-	-	1.925
Intereses financieros perdidos					
RGA	(78.945)	-	-	-	-
Diferencia de cambio					
RGA	-	(10.477)	(8.121)	-	-
Alquileres y servicios contratados					
RGA	(104.311)	(746.560)	(666.258)	(352.964)	(318.382)
Obra gasoducto					
RGA	(466.809)	(135.263)	(2.040)	(1.376)	(851)
Servicios de gerenciamiento de obra					
RGA	(251.231)	(180.885)	(197.349)	(94.869)	(52.845)
Recupero de gastos					
RGA	(3.485)	(116.981)	(2.599)	(3.947)	1.415
CTR	22.364	-	-	-	-
AESA	10.217	18.855	45.477	46.550	1.214
AJSA	2	1	-	-	-
AVRC	2	-	-	-	-
BDD	9	-	-	-	-
Honorarios					
Directores	(85.687)	(55.409)	-	-	-
Total	(5.663.627)	(9.597.709)	(6.495.245)	(2.537.277)	(982.638)

(1) Información no auditada.

(2) Corresponde a la compra de gas, las cuales en parte son cedidas a CAMMESA, en el marco de procedimiento de despacho de gas natural para la generación de energía eléctrica.

(3) Sociedad absorbida por ASA a partir del 1° de enero de 2018, en función del proceso de fusión por absorción.

Suministro de Gas Natural por RGA

El 18 de octubre de 2011, CTR celebró un contrato de prestación de servicios con nuestra afiliada Rafael G. Albanesi S.A. ("RGA") (controlada por los mismos accionistas), en virtud del cual RGA se comprometió a abastecer a CTR con el gas natural necesario para operar la Central Térmica Roca y brindarle apoyo en el proceso

de adquisición de tal gas natural. Dicho contrato tiene una vigencia de 6 años y prevé que CTR comprará 888.000 m³ de gas natural por día.

Dicho contrato podrá ser renovado a su vencimiento por consentimiento de ambas partes, y ha sido renovado para el año 2018. CTR espera poder renovar este contrato cuando opere su vencimiento.

El 28 de julio de 2011, Generación Riojana S.A. celebró un contrato de prestación de servicios con RGA, en virtud del cual RGA se comprometió a abastecer a Generación Riojana S.A. con el gas natural necesario para operar la Central Térmica Riojana y brindarle apoyo en el proceso de adquisición de tal gas natural. Dicho contrato tiene una vigencia de 7 años.

El 7 de abril de 2011, Generación Independencia S.A. celebró un contrato de prestación de servicios con RGA, en virtud del cual RGA se comprometió a abastecer a Generación Independencia S.A. con el gas natural necesario para operar la Central Térmica Independencia y brindarle apoyo en el proceso de adquisición de tal gas natural. Dicho contrato tiene una vigencia de 6 años.

A la fecha del presente Prospecto, tanto Generación Riojana S.A. como Generación Independencia S.A. fueron absorbidas por GEMSA en virtud de la fusión 2015.

El 14 de septiembre de 2007, GEMSA celebró un contrato de prestación de servicios con RGA, en virtud del cual RGA se comprometió a abastecer a GEMSA con el gas natural necesario para operar la Central Térmica M. Maranzana y brindarle apoyo en el proceso de adquisición de tal gas natural. Dicho contrato tiene una vigencia de 6 años. Mediante adenda de fecha 1 de marzo de 2014, se extendió el plazo de vigencia de este contrato hasta el 31 de diciembre de 2017. El mismo puede ser renovado a su vencimiento con el consentimiento de ambas partes. A partir del 1 de enero de 2020, a través de la Resolución 12/2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación estableció que sólo podrán tener abastecimiento propio las centrales que abastezcan a contratos de Energía Plus, quedando el abastecimiento de gas a cargo de CAMMESA para el resto de las Resoluciones.

Estos contratos son renovables a su vencimiento por consentimiento de ambas partes, y han sido renovados para el año 2020. GEMSA espera poder renovar estos contratos cuando opere su vencimiento.

Contratos de Compraventa de Energía

GEMSA celebró contratos con Solalban a fin de garantizar la disponibilidad de capacidad de generación de energía para consumidores bajo el marco regulatorio de Energía Plus en caso de que las centrales de GEMSA se encontraran fuera de servicio o no pudieran suministrar la energía necesaria.

Contratos de Arrendamiento de Oficinas

GEMSA celebró un contrato de arrendamiento con RGA, de fecha 16 de septiembre de 2019 por el plazo de 1 (un) año a partir del 1° de octubre de 2019 por lo que tendrá vigencia hasta el 30 de septiembre de 2020, en virtud del cual RGA otorgó en locación a GEMSA una porción del Piso 14° y Piso 6° de por las oficinas que ocupa en Av. Leandro N. Alem 855, Buenos Aires, Argentina.

El 28 de septiembre de 2018, CTR, celebró un contrato de arrendamiento con RGA, por las oficinas que ocupa en Av. Leandro N. Alem 855- 11°, Buenos Aires, Argentina.

Servicios de disponibilidad de vuelo

Con fecha 4 de enero de 2016, GEMSA y CTR han aceptado las ofertas de Albajet S.A. por servicios de disponibilidad de vuelo que consiste en la puesta a disposición del avión Lear Jet 45 XR, Bombardier, matrícula LV-BTO, para efectuar vuelos a las plantas correspondientes con una periodicidad definida para cada compañía. Las ofertas aceptadas cuentan con una vigencia de un año y son prorrogables por períodos anuales. Dichos servicios serán facturados por la Albajet S.A., toda vez que las compañías no hagan uso de los vuelos que tienen disponibles.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, GEMSA y CTR aceptaron la oferta de Albajet S.A. por servicios de disponibilidad de vuelo que consiste en la puesta a disposición de la aeronave Lear Jet 45 XR, Bombardier, matrícula LV-BTO, para efectuar vuelos a las plantas correspondientes con una periodicidad definida para cada compañía. La oferta aceptada cuenta con una vigencia de un año y es prorrogable por períodos anuales. Dichos servicios serán facturados por Albajet S.A., toda vez que GEMSA y/o CTR no hagan uso de los vuelos que tiene disponibles.

Servicios Prestados por RGA

El 26 de junio de 2014, GEMSA, Generación Rosario S.A., CTR y Generación Frías S.A. celebraron un contrato con RGA para recibir servicios administrativos y financieros por parte de los empleados de RGA. En concepto de contraprestación por tales servicios, RGA percibe honorarios mensuales equivalentes al 32% y un honorario administrativo igual al 15% en cada caso del total de los costos laborales pagados por RGA a los empleados que brindaron servicios a GEMSA, Generación Rosario S.A., CTR y Generación Frías S.A. El contrato tiene una vigencia de un año, renovable en forma automática por el mismo plazo. Con fecha 4 de enero de 2016 se realizó una enmienda al contrato entre RGA y GEMSA, Generación Rosario S.A. y CTR en la cual se modificó el artículo referido al precio de la contraprestación únicamente. En este sentido acordaron que RGA percibe honorarios mensuales equivalentes al 56 % del costo laboral de los profesionales del staff afectados al servicio y un 15 % adicional en concepto de honorarios por la coordinación del servicio brindado.

Servicios de Gerenciamiento de Obra prestados por RGA

El 22 de agosto de 2017 GEMSA y CTR celebraron sendos contratos con RGA para recibir servicios de gerenciamiento de obra. En este sentido, respecto de GEMSA, el contrato aplica a las obras desarrolladas por la GEMSA en sus Centrales ubicadas en Río Cuarto (Córdoba), La Rioja, San Miguel de Tucumán (Tucumán) y Ezeiza (Provincia de Buenos Aires) y para CTR en su Central ubicada en la localidad de Gral. Roca (Río Negro). El servicio de gerenciamiento es llevado a cabo por profesionales de RGA y consiste en el apoyo diario en el gerenciamiento integral de la obra así como el mantenimiento en diferentes aspectos de las Centrales. En todos los casos RGA percibirá una remuneración única a abonar en el plazo de 1 año desde la fecha del contrato precedentemente mencionada, que asciende por cada Proyecto a los siguientes montos: CTR: U\$S 1.300.000, GEMSA Río Cuarto: U\$S 1.160.000, La Rioja: U\$S 580.000, Ezeiza: U\$S 2.300.000 y Tucumán: U\$S 1.170.000. En todos los casos los honorarios han sido calculados considerando un porcentaje del 1,5 % del costo total de cada uno de los Proyectos. Asimismo, el Plazo de duración se establece hasta la finalización de cada una de las obras mencionadas.

El 17 de julio de 2018, GEMSA celebró un contrato con RGA para recibir servicios de gerenciamiento de obra para los proyectos de cierre de ciclo que se llevaran a cabo en la Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Ezeiza. En todos los casos RGA percibirá una remuneración que asciende por cada Proyecto a los siguientes montos: Central Térmica Modesto Maranzana: U\$S 2.699.903 y Central Térmica Ezeiza: U\$S 3.201.531. En todos los casos los honorarios han sido calculados considerando un porcentaje del 1,5 % del costo total de cada uno de los Proyectos. Asimismo, el Plazo de duración se establece hasta la finalización de cada una de las obras mencionadas.

Información de GEMSA

Las transacciones celebradas con partes relacionadas se detallan en la nota 20 a los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios de GEMSA por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020. A continuación presentamos un resumen de las transacciones con partes relacionadas, según se presentan en los Estados Financieros Condensados Intermedios no auditados de GEMSA al 30 de junio de 2020 y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y 2019 y los Estados Financieros anuales auditados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Venta de energía					
RGA	192.474	149.398	116.113	66.830	13.759
Solalban Energía S.A.	264.483	13.210	590	590	21.062
	456.956	162.608	116.703	67.420	34.821
Compra de gas y energía					
Solalban Energía S.A.	(180)	(604)	(48.207)	38	(824)
RGA	(4.930.436)	(5.198.090)	(1.999.950)	(780.734)	(386.216)
	(4.930.616)	(5.198.694)	(2.048.158)	(780.696)	(387.040)
Servicios administrativos y gerenciamiento					
RGA	(74.221)	(387.800)	(434.870)	(227.605)	(210.447)
	(74.221)	(387.800)	(434.870)	(227.605)	(210.447)
Alquileres					

RGA	(11.786)	(10.572)	(8.771)	(4.381)	(4.460)
	(11.786)	(10.572)	(8.771)	(4.381)	(4.460)
Otras compras y servicios recibidos					
AESA	-	-	(1.670)	-	-
GECEM	-	-	(45.243)	(45.243)	-
ASA	(6.935)	(8.355)	(5.445)	(3.005)	(2.040)
AJSA	(142.536)	(97.532)	(101.745)	(49.746)	(36.195)
RGA	(138.337)	-	-	-	-
BDD	(6.525)	(3.369)	(579)	(152)	-
	(294.333)	(109.256)	(154.683)	(98.147)	(38.234)
Recupero de gastos					
RGA	(3.485)	(4.269)	2.648	1.300	1.415
GROSA	21.002	16.477	13.675	13.673	668
CTR	22.364	54.266	94.585	64.034	593
AESA	317	18.855	45.477	46.550	1.214
GECEM	-	33.074	-	-	-
AJSA	2	1	-	-	-
AVRC	2	-	-	-	-
BDD	9	-	-	-	-
	40.211	118.405	156.385	125.556	3.890
Intereses financieros perdidos					
CTR	-	-	(84.225)	-	(125.395)
	-	-	(84.225)	-	(125.395)
Intereses financieros ganados					
GROSA	23.662	25.376	1.009	-	1.891
Directores / Accionistas	10.448	5.797	5.881	4.705	5.037
ASA	-	208.249	804.344	337.691	495.948
CTR	-	38.930	58.412	47.038	-
AISA (2)	39.588	-	-	-	-
	73.698	278.352	869.646	389.434	502.876
Costo financiero					
RGA	(78.945)	-	-	-	-
	(78.945)	-	-	-	-
Honorarios					
Directores	(39.679)	-	-	-	-
	(39.679)	-	-	-	-
Obra gasoducto					
RGA	(466.809)	(135.263)	(2.040)	(1.376)	(851)
	(466.809)	(135.263)	(2.040)	(1.376)	(851)
Servicio de gerenciamiento de obra					
RGA	(251.231)	(180.885)	(197.349)	(94.869)	(52.845)
	(251.231)	(180.885)	(197.349)	(94.869)	(52.845)
Otros servicios otorgados					
RGA	-	-	-	-	1.925
	-	-	-	-	1.925

(1) Información no auditada.

(2) Sociedad consolidada a partir del 1° de enero de 2018, en función del proceso de fusión por absorción de ASA.

Información de CTR

Las transacciones celebradas con partes relacionadas se detallan en la nota 20 a los Estados Financieros Consolidados Condensados Intermedios de CTR por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020. A continuación, presentamos un resumen de las transacciones con partes relacionadas, según se presentan en los Estados Financieros Condensados Intermedios no auditados de CTR al 30 de junio de 2020 y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y 2019 y los Estados Financieros auditados anuales al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de

	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Compra de gas					
RGA	(2.789.586)	(3.209.620)	(3.697.857)	(1.378.348)	(235.115)
	(2.789.586)	(3.209.620)	(3.697.857)	(1.378.348)	(235.115)
Servicios administrativos					
RGA	(81.487)	(131.159)	(161.604)	(80.390)	(80.476)
	(81.487)	(131.159)	(161.604)	(80.390)	(80.476)
Alquileres					
RGA	(5.031)	(4.530)	(3.755)	(1.876)	(1.909)
	(5.031)	(4.530)	(3.755)	(1.876)	(1.909)
Otras compras y servicios recibidos					
RGA	(3.635)	-	-	-	-
BDD	(464)	(160)	-	-	-
AJSA	(39.571)	(43.943)	(1.649)	-	(2.045)
ASA	(2.562)	(1.929)	(1.257)	(694)	(471)
	(46.232)	(46.032)	(2.906)	(694)	(2.516)
Recupero de gastos					
GEMSA	(21.821)	(54.266)	(94.585)	(64.034)	(593)
RGA	-	-	(5.247)	(5.247)	-
	(21.821)	(54.266)	(99.832)	(69.281)	(593)
Recupero por costo financiero					
RGA	(31.197)	-	-	-	-
	(31.197)	-	-	-	-
Intereses generados por préstamos recibidos					
GEMSA	-	(38.930)	(58.412)	(47.038)	-
	-	(38.930)	(58.412)	(47.038)	-
Intereses generados por préstamos otorgados					
GEMSA	-	-	84.225	-	125.395
Directores	2.597	6.456	4.132	4.534	3.543
	2.597	6.456	88.357	4.534	128.938
Servicios gerenciamiento obra					
RGA	(62.687)	-	-	-	-
	(62.687)	-	-	-	-
Honorarios					
Directores	(8.623)	-	-	-	-
	(8.623)	-	-	-	-

(1) Información no auditada.

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LAS CO-EMISORAS

La mayoría de los activos fijos de las Co-Emisoras consisten en centrales de generación, infraestructura para la manufactura, instalaciones para depósito de bienes, maquinarias para la generación de electricidad y gas, y oficinas corporativas; todos ellos se encuentran ubicados en Argentina.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las plantas generadoras que operan las Co-Emisoras y el Garante:

Propietario	Planta generadora	Capacidad instalada (MW)	Factor de disponibilidad diciembre 2019 ⁽⁵⁾	Marco regulatorio relativo a la capacidad de generación
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica M. Maranzana	350	100%	Resolución SE 220/2007 / Energía Plus / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Independencia	220	100%	Resolución SE 220/2007 / Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Ezeiza	150	100%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Riojana	90	99%	Resolución SE 220/2007 / Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica La Banda ⁽⁴⁾	30	100%	Energía Base
GEMSA ⁽¹⁾	Central Térmica Frías	60	73% ⁽⁷⁾	Resolución SE 220/2007
CTR ⁽¹⁾	Central Térmica Roca	190	98%	Resolución SE 220/2007
GROSA ⁽²⁾	Central Térmica Generación Rosario	140	100%	Energía Base
Solalban ⁽³⁾	Solalban Energía	120	88%	Energía Plus / Autoconsumo ⁽⁶⁾
Total		1.350 MW		

(1) Co-Emisora de las Obligaciones Negociables.

(2) GROSA opera esta planta generadora en virtud de un contrato de locación de diez años de plazo (renovable a su discreción por un plazo adicional de siete años) que GROSA celebró en abril de 2011 con Central Térmica Sorrento S.A., Central Térmica Sorrento S.A. inició judicialmente su concurso preventivo en diciembre de 2015. Para conocer mayor información sobre este contrato de locación, ver la sección “*Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestras centrales— Central Térmica Generación Rosario*”.

(3) Somos propietarios de un 42% de Solalban.

(4) El terreno donde se ubica la planta no es propiedad de GEMSA. Ver la sección “*Información de las Co-Emisoras y del Garante — Nuestras centrales eléctricas — Central Térmica La Banda*”.

(5) El factor de disponibilidad (primordialmente de relevancia a los fines de la venta de nuestra capacidad disponible en virtud de las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).

(6) Una parte de la electricidad generada por esta planta es vendida directamente a Unipar Indupa S.A.I.C. fuera de cualquier marco regulatorio específico. Ver “*Información de las Co-Emisoras y del Garante—Actividad Comercial—Nuestras plantas generadoras—Solalban Energía*”.

(7) Debido a un desperfecto técnico, la turbina precisó mantenimiento entre enero y febrero. Los 4 meses siguientes la disponibilidad fue del 100%.

Para obtener mayor información sobre los activos fijos de las Co-Emisoras, véase la sección titulada “*Información de las Co-Emisoras y del Garante*”.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

I. ANTECEDENTES FINANCIEROS DEL GARANTE

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de Albanesi y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Presentación de la Situación Patrimonial

El siguiente análisis se basa en los estados financieros consolidados del Garante, Albanesi, incluidos en el presente Prospecto, los cuales han sido confeccionados en pesos argentinos de conformidad con las NIIF. En esta sección del Prospecto presentamos información financiera intermedia consolidada no auditada de Albanesi y sus subsidiarias al 30 de junio de 2020 y 2019, e información financiera auditada consolidada de Albanesi y sus subsidiarias al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, actualizada a moneda constante al 30 de junio de 2020. Para información separada sobre la información financiera de las Co-Emisoras y sus subsidiarias, ver “*Antecedentes Financieros de GEMSA*” y “*Antecedentes Financieros de CTR*” de este Prospecto.

La fluctuación de la moneda y la inflación en Argentina han tenido –y continuarán teniendo– un fuerte impacto en nuestra situación patrimonial y en los resultados de las operaciones. Ver “*Información Adicional—Controles de Cambio*”. De acuerdo con nuestras NIIF, todas las operaciones en monedas que no sean el Peso argentino se convirtieron a Pesos argentinos en nuestros estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de operación o valuación cuando se estimaron los conceptos. Las pérdidas y ganancias por diferencias de cambio generadas por la concreción de estas operaciones o valuaciones al cierre de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se contabilizan en nuestro estado de resultados como ingresos financieros o pérdidas financieras, según corresponda. Ver también “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones*”.

De acuerdo con las NIIF, nuestros estados financieros consolidados fueron actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020. Ver la nota 3 a nuestros estados financieros consolidados condensados intermedios. Ver también “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina — El nivel continuamente alto de la inflación podría afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de nuestras operaciones*”.

Políticas y estimaciones contables críticas

El presente informe y análisis de nuestra situación patrimonial y resultados de operaciones se basa en nuestros estados financieros anuales auditados actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020, y en nuestros estados financieros condensados intermedios no auditados, los cuales se confeccionaron de conformidad con las NIIF. La preparación de estos estados financieros exige que realicemos estimaciones y evaluaciones que afectan los montos contabilizados de los activos y pasivos, ingresos y gastos y la contabilización relacionada de activos y pasivos contingentes a la fecha de nuestros estados financieros. La nota 5 a nuestros estados financieros consolidados condensados intermedios al 30 de junio de 2020, brinda un análisis pormenorizado sobre nuestras políticas de contabilidad esenciales. Se define como políticas de contabilidad esenciales a aquellas políticas que reflejan evaluaciones o estimaciones significativas acerca de cuestiones que son intrínsecamente inciertas y a la vez esenciales para nuestra situación patrimonial y para el resultado de nuestras operaciones. A continuación, se describen nuestras políticas de contabilidad críticas.

Valor razonable de las Propiedades, Plantas y Equipos

Las Propiedades, Plantas y Equipos representan una porción significativa de nuestra base de activos. Por consiguiente, las estimaciones y los supuestos contemplados para determinar su valor contable y su correspondiente amortización son esenciales para evaluar nuestra situación patrimonial y nuestro rendimiento.

Contabilizamos nuestros terrenos, inmuebles, instalaciones, maquinarias y turbinas siguiendo el modelo de revaluación. Dicho modelo establece que estos activos se contabilizan a su monto revaluado, siendo este el valor razonable a la fecha de revaluación menos su correspondiente amortización y deterioro, siempre y cuando el valor razonable pueda estimarse de manera confiable. Si la revaluación resulta en un aumento de valor, registramos esta diferencia en la cuenta otros ingresos integrales y capital como “Reserva por Revaluación”. Una disminución de valor, en cambio, se reconoce como una pérdida en la medida en que sea mayor a cualquier monto previamente acreditado al superávit por revaluación relacionado al mismo activo. Nuestra administración debe tomar ciertas determinaciones a la hora de estimar el valor razonable de estos activos.

Deterioro de activos no financieros

Evaluamos el deterioro de nuestros activos de larga duración a los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables de manera independiente (unidades generadoras de efectivo o UGE), básicamente cada una de las centrales eléctricas. Se evalúa el deterioro de los activos sujetos a amortización siempre que existan circunstancias o acontecimientos que indiquen que su valor contable posiblemente no pueda recuperarse. Al evaluar si existen o no indicios de que la unidad generadora de efectivo podría verse afectada, se analizan fuentes de información tanto internas como externas. Se consideran determinadas circunstancias o acontecimientos, entre los que comúnmente se incluye la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de efectivo de cada una de las UGE y la situación comercial en términos de factores económicos y de mercado, tales como el costo de materias primas, el marco regulatorio de la industria energética, los gastos de capital proyectados y la evolución de la demanda de energía.

Reconocemos un deterioro cuando el valor contable de un activo es mayor a su monto recuperable. El monto recuperable es el monto mayor de entre el valor razonable de un activo menos los costos de venta y su valor de uso. El valor de uso de cada UGE se estima sobre la base del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros que generarán dichas unidades. La Administración debe tomar ciertas determinaciones al momento de estimar el flujo de efectivo futuro. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar considerablemente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de técnicas de descuento.

Impuesto a las ganancias actual y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta

Es preciso adoptar fuertes determinaciones a la hora de determinar la provisión para el impuesto a las ganancias dado que nuestra administración debe evaluar en forma periódica la condición informada en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables son objeto de interpretación y, en caso de ser necesario, crear provisiones acordes al monto estimado que deberemos pagar a las autoridades fiscales. Si el monto final de los impuestos a pagar por tales conceptos no coincide con los montos determinados inicialmente, dichas diferencias tendrán un impacto en el impuesto a las ganancias y en las provisiones para impuestos diferidos en el ejercicio fiscal en el que se realiza la correspondiente determinación.

Son muchas las operaciones y los cálculos para los cuales la liquidación fiscal última resulta incierta. Contabilizamos pasivos por posibles reclamos fiscales en base a estimaciones sobre si corresponderá o no el pago de impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de contabilización y se ajustan hacia abajo de acuerdo con la probabilidad de que exista una base imponible suficiente para permitir la recuperación total o parcial de dichos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al estimar la realización de activos por impuestos diferidos, nuestra administración evalúa si es probable o no que todos o una parte de los activos por impuestos diferidos no se realice en el futuro. La realización última de los activos por impuestos diferidos depende de la generación de ingresos futuros imponibles en los períodos en los cuales estas diferencias provisionarias se tornen deducibles. Para llevar adelante este análisis, nuestra administración toma en consideración la reversión programada de pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de ingresos imponibles futuros y las estrategias de planificación fiscal.

Provisiones y pasivos contingentes

Realizamos un juicio crítico a la hora de determinar y contabilizar provisiones y las exposiciones a pasivos contingentes relacionados con procesos judiciales y cualquier otro tipo de reclamo pendiente de resolución que surja en el curso normal de los negocios. Es preciso ser criteriosos al momento de evaluar la probabilidad de que se obtendrá una resolución favorable o no de un reclamo pendiente y cuantificar el posible

rango de un acuerdo económico para resolver el conflicto. Debido a la incertidumbre inherente de este proceso de evaluación, las pérdidas reales pueden no coincidir con la provisión originalmente estimada.

Previsión para deudores incobrables

Estamos expuestos a pérdidas por deudores incobrables. La previsión para el deterioro de valor de activos financieros se basa en las pérdidas crediticias esperadas. Hemos aplicado el enfoque simplificado de NIIF 9 para los créditos por ventas y para otros créditos con características de riesgo similar. Para medir las pérdidas crediticias esperadas, los créditos se agrupan por segmento, y en función de las características de riesgo de crédito compartidas y los días de mora a partir del vencimiento. Los créditos por venta se dan de baja cuando no existe expectativa razonable de recupero. La Sociedad entiende que los siguientes son indicios de incumplimiento: i) concurso, quiebra o inicio de gestión judicial; ii) estado de insolvencia que implique un alto grado de imposibilidad de cobro y iii) saldos morosos mayores a 180 días hábiles del primer vencimiento de la factura.

Este análisis exige que nuestra administración realice ciertas estimaciones y determinados supuestos respecto del cobro de las cuentas por cobrar debido a deudores incobrables, los cuales pueden cambiar de un período a otro, toda vez que el impacto que ello podría tener en nuestra situación patrimonial y en el resultado de nuestras operaciones podría ser significativo.

Planes de prestaciones definidas

El pasivo que reconocemos como resultado del plan de prestaciones definidas refleja nuestra mejor estimación del valor actual de la obligación que tenemos en cada una de las fechas de contabilización. Estimamos las obligaciones de flujo de efectivo futuro partiendo de supuestos actuariales basados en la variable demográfica y financiera que se aplica al momento de determinar el monto de tales beneficios.

Disposiciones financieras recientes

Para una descripción de las versiones nuevas y revisadas de las normas e interpretaciones de contabilidad de NIIF emitidas por el IASB, ver la nota 4.1 a nuestros estados financieros consolidados condensados intermedios al 30 de junio de 2020.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados consolidados de operaciones del Garante correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019 auditados y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y los resultados consolidados de operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 no auditados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Ingresos por ventas	7.848.830	14.468.622	16.129.653	7.728.630	7.013.081
Costo de ventas	(4.868.861)	(7.043.884)	(6.522.614)	(3.216.804)	(2.518.636)
Resultado bruto	2.979.969	7.424.738	9.607.039	4.511.826	4.494.445
Gastos de comercialización	49.967	(80.049)	(101.746)	(43.745)	(35.987)
Gastos de administración	(272.392)	(578.959)	(646.015)	(288.014)	(304.062)
Resultado por participaciones en asociadas	35.387	(508.815)	(164.246)	(113.972)	(14.466)
Otros ingresos operativos	47.108	444.936	12.247	9.267	36.232
Otros egresos operativos	-	(618.664)	-	-	-
Resultado operativo	2.840.039	6.083.187	8.707.279	4.075.361	4.176.162
Ingresos financieros	260.502	190.043	316.364	132.839	354.694
Gastos financieros	(1.245.568)	(3.879.460)	(4.535.475)	(1.849.610)	(2.342.411)
Otros resultados financieros	(2.295.958)	(7.397.443)	1.228.031	3.467.090	(36.079)
Resultados financieros	(3.281.025)	(11.086.860)	(2.991.080)	1.750.318	(2.023.796)
Resultado antes de impuestos	(440.986)	(5.003.673)	5.716.199	5.825.680	2.152.365

Impuesto a las ganancias	924.509	814.993	(4.982.173)	(3.500.100)	(1.086.333)
Ganancia / (pérdida) del ejercicio / período	483.523	(4.188.680)	734.026	2.325.579	1.066.032

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Otro Resultado Integral					
Revaluación de propiedades, planta y equipos	-	9.279.828	(3.034.181)	(4.245.455)	-
Plan de pensiones	(2.594)	(1.696)	(9.270)	-	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	(771)	(2.319.533)	760.863	1.061.364	-
Otro Resultado Integral del ejercicio / período	(3.365)	6.958.599	(2.282.588)	(3.184.091)	-
Ganancia / (pérdida) integral del ejercicio / período	480.158	2.769.919	(1.548.562)	(858.512)	1.066.032

(1) Información no auditada.

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial del Garante al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Activo				
Activo no corriente				
Propiedades, planta y equipos netos	28.796.205	53.501.034	58.328.447	60.917.862
Inversiones en asociadas	964.242	440.302	276.056	261.590
Inversiones en otras sociedades	335	227	148	73
Activo por impuesto diferido	29.839	133.397	216	238
Saldo a favor del impuesto a las ganancias, neto	-	2.672	2.183	1.921
Otros créditos	178.954	197.443	289.925	432.678
Créditos por ventas	4.383	256.223	-	-
Total Activo No Corriente	29.973.958	54.531.299	58.896.975	61.614.362
Activo Corriente				
Inventarios	160.194	229.230	281.849	292.240
Saldo a favor del impuesto a las ganancias, neto	-	686	2.996	4.907
Activos disponibles para la venta	-	2.702.921	-	-
Otros créditos	2.720.081	1.774.466	3.469.639	3.669.339
Créditos por ventas	3.029.466	3.291.013	5.315.728	3.924.180
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	24.849	536.190	-	214.486
Efectivo y equivalentes de efectivo	253.606	959.646	1.936.405	2.791.227
Total Activo Corriente	6.188.196	9.494.150	11.006.617	10.896.380
Total Activo	36.162.154	64.025.449	69.903.592	72.510.742

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Patrimonio Neto				
Capital social	62.455	64.452	64.452	64.452
Ajuste de capital	265.991	276.386	276.386	276.386
Reserva legal	14.107	37.090	37.090	71.099
Reserva facultativa	325.228	1.238.549	685.139	685.139
Reserva especial RG 777/18	4.439.043	4.439.043	4.250.963	4.168.222

Reserva por revalúo	-	6.421.740	4.012.846	3.935.842
Otros resultados integrales	(14.136)	(15.397)	(21.633)	(21.633)
Resultados no asignados	1.958.730	(994.574)	144.593	1.108.270
Patrimonio atribuible a los propietarios	7.051.417	11.467.289	9.449.835	10.287.777
Participación no controladora	368.760	1.095.176	1.000.861	1.120.500
Total Patrimonio	7.420.178	12.562.465	10.450.696	11.408.276
Pasivo				
Pasivo no corriente				
Provisiones	19.105	7.837	-	-
Pasivo por impuesto diferido	2.194.176	4.495.017	8.565.732	9.647.116
Otras deudas	17.078	2.028	2.192	1.853
Planes de beneficios definidos	29.586	40.760	48.093	57.719
Préstamos	18.121.144	32.437.270	35.861.635	32.540.722
Deudas comerciales	2.020.174	2.036.782	1.665.392	2.152.047
Total Pasivo no corriente	22.401.264	39.019.694	46.143.044	44.399.456
Pasivo corriente				
Otras deudas	724.321	54.591	752	293
Remuneraciones y deudas sociales	39.915	116.597	122.955	122.037
Planes de beneficios definidos	252	11.233	11.948	10.518
Préstamos	1.889.430	6.997.904	5.946.028	10.898.443
Impuesto a las ganancias, neto	24.320	58.188	-	-
Deudas fiscales	68.607	31.704	295.239	676.886
Deudas comerciales	3.593.867	5.173.072	6.932.929	4.994.831
Total Pasivo corriente	6.340.712	12.443.290	13.309.851	16.703.009
Total Pasivo	28.741.976	51.462.984	59.452.896	61.102.465
Total Pasivo y Patrimonio Neto	36.162.154	64.025.449	69.903.592	72.510.742

(1) Información no auditada.

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio del Garante al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) (1)
Capital social	62.455	64.452	64.452	64.452
Ajuste de capital	265.991	276.386	276.386	276.386
Reserva legal	14.107	37.090	37.090	71.099
Reserva facultativa	325.228	1.238.549	685.139	685.139
Reserva especial RG 777/18	4.439.043	4.439.043	4.250.963	4.168.222
Reserva por revalúo	-	6.421.740	4.012.846	3.935.842
Otros resultados integrales	(14.136)	(15.397)	(21.633)	(21.633)
Resultados no asignados	1.958.730	(994.574)	144.593	1.108.270
Patrimonio atribuible a los propietarios	7.051.417	11.467.289	9.449.835	10.287.777
Participación no controladora	368.760	1.095.176	1.000.861	1.120.500
Total Patrimonio	7.420.178	12.562.465	10.450.696	11.408.276

(1) Información no auditada.

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo del Garante al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio / período	1.712.335	253.606	959.646	959.646	1.936.405
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	3.995.825	1.644.607	6.696.466	4.617.596	5.083.868
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(7.411.097)	(5.748.630)	(3.293.362)	(1.094.208)	(1.874.391)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento	1.810.891	4.686.007	(2.287.891)	(3.783.936)	(2.794.017)
RECPAM	4.235	(81.839)	(335.820)	94.356	211.450
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	141.417	205.895	197.367	102.462	227.912
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio / período	253.606	959.646	1.936.405	895.915	2.791.227

(1) Información no auditada

Otra información contable

En la siguiente tabla se concilia el EBITDA Ajustado del Garante con sus resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios y períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽³⁾	(en miles de pesos) ⁽³⁾
Resultado operativo	2.840.039	6.083.187	8.707.279	4.075.361	4.176.162
Depreciaciones	977.516	2.361.406	2.635.266	1.450.893	1.281.560
Resultados no recurrentes y gastos ⁽¹⁾	-	57.648	-	-	-
Gastos Subsidiaria No Restringida ⁽²⁾	200	2.007	(3.270)	(3.463)	237
Resultados de participación en asociadas	(35.387)	508.815	164.246	113.972	14.466
EBITDA Ajustado (no auditado)	3.782.367	9.013.063	11.503.520	5.636.764	5.472.425

(1) Resultados no recurrentes y gastos correspondientes al ejercicio del 31 de diciembre de 2018, corresponde a la culminación de la vigencia y los compromisos asumidos bajo el Contrato de Mutuo entre Generación Rosario S.A. y CAMMESA, y la penalidad por la puesta en marcha de los proyectos entre GEMSA y CAMMESA.

(2) Se ha designado a nuestra subsidiaria Generación Centro S.A. como Subsidiaria No Restringida en los términos del *Indenture* en el marco del Bono Internacional co-emitido por GEMSA y CTR en 2017.

(3) Información no auditada.

El EBITDA Ajustado es una medida contable que no se ajusta a las NIIF. El EBITDA Ajustado se incluye en el presente Prospecto porque creemos que ciertos inversores pueden considerarlo de utilidad como una medida adicional de nuestro desempeño financiero y nuestra capacidad para pagar deudas y financiar inversiones en activos fijos. El EBITDA Ajustado no es ni debería ser considerado como un reemplazo de rubros tales como ingresos, flujos de fondos provenientes de operaciones u otras medidas de desempeño financiero o liquidez en virtud de las NIIF. Dado que EBITDA Ajustado es una medida que no se ajusta a las NIIF y no todas las empresas calculan EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con cualquier otro EBITDA Ajustado o con la forma en que otras empresas presentan su EBITDA Ajustado.

Información operativa

El siguiente cuadro muestra información relacionada con la producción del Garante y sus subsidiarias para los ejercicios indicados.

Información operativa	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al período 1 enero al 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
Capacidad instalada total (MW) (1)	1.190	1.350	1.350	1.350	1.350
Factor de disponibilidad	98%	98%	99%	99%	98%
Generación (GWh)	2.198	1.902	2.809	1.432	982
EBITDA Ajustado(USD miles)	97.310	179.023	207.304	95.188	84.756
EBITDA Resolución SE 220/07	72.009	91.302	120.234	53.245	50.554
EBITDA Resolución SE 21/16	9.731	68.029	68.410	32.159	29.058
EBITDA Energía Plus	6.812	8.951	8.292	5.277	3.808
EBITDA Energía Base	8.758	10.741	10.365	4.507	1.335

(1) No incluye la capacidad de generación de 120 MW de la planta generadora Solalban, de la cual poseemos un 42%.

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF del Garante para los períodos indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,98	0,76	0,83	0,65
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,25	0,22	0,16	0,17
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,83	0,85	0,84	0,85
Rentabilidad financiera (Resultado del período anualizado / Patrimonio promedio) (No auditado)	0,07	(0,42)	0,06	0,09
Rentabilidad del activo (Resultado del período anualizado / Patrimonio)	6,52%	(33,34%)	7,02%	(4,61%)
Endeudamiento (Deudas financieras netas de efectivo y equivalentes de efectivo / EBITDA ajustado anualizado) (No auditado)	5,22	3,91	3,47	3,58
Ratio de cobertura de intereses (EBITDA ajustado anualizado/ intereses financieros devengados anualizados) (No auditado)	3,84	2,67	2,73	2,53
Margen EBITDA (EBITDA ajustado anualizado / Ventas anualizadas) (No auditado)	0,48	0,68	0,71	0,74

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización del Garante para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)	(en miles de pesos)	(en miles de pesos)	(en miles de pesos ⁽¹⁾)
Efectivo y equivalentes de efectivo	253.606	959.646	1.936.405	2.791.227
Deudas financieras corrientes Sin Garantía	-	4.112.865	2.686.852	1.445.021

Con Garantía	1.889.430	2.885.039	3.259.176	9.453.423
Total deudas financieras corrientes	1.889.430	6.997.904	5.946.028	10.898.443
Deudas financieras no corrientes				
Sin Garantía	-	6.151.887	1.001.262	672.749
Con Garantía	18.121.144	26.285.384	34.860.373	31.867.973
Total deudas financieras no corrientes	18.121.144	32.437.270	35.861.635	32.540.722
Endeudamiento total	20.010.574	39.435.174	41.807.664	43.439.165
Patrimonio	7.420.178	12.562.465	10.450.696	11.408.276
Capitalización y Endeudamiento	27.430.752	51.997.639	52.258.360	54.847.442

(1) Información no auditada.

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
		2017	2018	2019	2020	Tasa
		(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
CAMMESA	AR\$	523.128	10.610	-	-	Fija
Arrendamiento financiero	AR\$	172.310	207.334	151.981	127.979	Variable
Préstamo sindicado	AR\$	-	1.714.190	453.453	464.866	Variable
Contrato de crédito	USD	-	5.059.937	4.484.091	5.156.605	Variable
Obligaciones Negociables	AR\$ y USD	5.700.662	6.982.515	11.013.334	11.305.594	Variable
Bono internacional	USD	13.399.360	23.040.939	23.772.046	24.625.090	Fija
Otros Préstamos Bancarios	AR\$ y USD	215.113	2.419.648	1.932.759	1.759.030	Variable
Total deuda		20.010.574	39.435.174	41.807.664	43.439.165	

(1) Información no auditada.

d) CAPITAL SOCIAL

Capital Social del Garante

A la fecha de este Prospecto, el capital social de Albanesi es de \$ 64.451.745, representado por \$ 64.451.745 acciones clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de Albanesi no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 18 de octubre de 2017 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Albanesi decidió la fusión por absorción de Albanesi con Albanesi Inversora S.A, aumentando el capital social en la suma de \$ 1.996.585, quedando el mismo en la suma informada de \$ 64.451.745, encontrándose inscripta dicha fusión en la Inspección General de Justicia en el N° 3452 L° 88, T° - de sociedad por acciones en la fecha 23 de febrero de 2018.

Capital Social de GEMSA

A la fecha de este Prospecto, el capital social de GEMSA es de \$138.172.150, representado por 138.172.150 acciones clase única de V/N \$1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de GEMSA no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 18 de octubre de 2016 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de GEMSA decidió aumentar el capital social en la suma de \$12.518.070, quedando el mismo en la suma informada de \$138.172.150, encontrándose inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 5168 L° 83, T° - de sociedad por acciones en la fecha 17 de marzo de 2017.

Capital Social de CTR

A la fecha de este Prospecto, el capital social de CTR es de \$73.070.470, representado por \$73.070.470 acciones clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de CTR no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 30 de diciembre de 2013 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de CTR decidió aumentar el capital social en la suma de \$6.706.517, quedando el mismo en la suma informada de \$73.070.470, encontrándose inscrita en la Inspección General de Justicia en el N° 8518 L° 68, T° - de sociedad por acciones en la fecha 15 de mayo de 2014.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

El 6 de julio de 2020, GEMSA firmó un acuerdo de préstamo con JPMorgan Chase Bank, N.A. por US\$ 14.808.483. El préstamo cuenta con una garantía del Export-Import Bank of the United States. El destino de fondos es financiar el 85% del acuerdo de servicios firmado con PWPS por el mantenimiento y overhaul de ciertas turbinas ubicadas en la planta Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto. Los desembolsos bajo el préstamo serán en etapas asociadas a hitos de cumplimiento del servicio a ser prestado por PWPS en sus talleres en Estados Unidos de América. El préstamo devengará una tasa de 1% más Libor de 6 meses. Los intereses son pagaderos semestralmente. La amortización del préstamo se realizará en 10 cuotas semestrales, siendo la primera el 20 de mayo de 2021 y la última el 20 de noviembre de 2025. Las obligaciones de GEMSA bajo dicho préstamo se encuentran afianzadas por Albanesi y CTR.

Con fecha 3 de agosto de 2020, se acordó refinanciar con Cargill el saldo de USD 10.000.000 del préstamo que GEMSA mantiene con dicho acreedor. La amortización del préstamo se realizará en 6 cuotas de USD 1.6M en los meses de agosto 2020, septiembre 2020, octubre 2020, abril 2021, mayo 2021 y junio 2021. El préstamo devengará una tasa de interés de LIBOR + 10 que se abona junto a cada pago de capital. Para mayor información, ver “-Endeudamiento – Deuda de GEMSA – Préstamos”.

No se han producido otras variaciones significativas patrimoniales, económicas ni financieras con posterioridad al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2020.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativo

Comparación del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019

La siguiente tabla muestra nuestros resultados consolidados de las operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Ingresos por ventas	7.728.630	7.013.081	(715.548)	(9%)
Costo de ventas	(3.216.804)	(2.518.636)	698.168	(22%)
Resultados brutos	4.511.826	4.494.445	(17.380)	(0%)
Gastos de comercialización	(43.745)	(35.987)	7.758	(18%)
Gastos de administración	(288.014)	(304.062)	(16.048)	6%
Resultado de participaciones en asociadas	(113.972)	(14.466)	99.506	(87%)
Otros ingresos operativos	9.267	36.232	26.964	291%
Resultados operativos	4.075.361	4.176.162	100.800	2%
Ingresos financieros	132.839	354.694	221.855	167%
Gastos financieros	(1.849.610)	(2.342.411)	(492.801)	27%
Otros resultados financieros	3.467.090	(36.079)	(3.503.169)	(101%)
Resultados financieros	1.750.318	(2.023.796)	(3.774.115)	(216%)
Resultados antes de impuestos	5.825.680	2.152.365	(3.673.314)	(63%)
Impuesto a las ganancias	(3.500.100)	(1.086.333)	2.413.767	(69%)
Ganancia integral del período	2.325.579	1.066.032	(1.259.547)	(54%)

Otro Resultado Integral				
Revaluación de propiedades, planta y equipos	(4.245.455)	-	4.245.455	(100%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	1.061.364	-	(1.061.364)	(100%)
Otro Resultado Integral del período	(3.184.091)	-	3.184.091	(100%)
(Pérdida) / Ganancia integral del período	(858.512)	1.066.032	1.924.544	(224%)

(1) Información no auditada

Ingresos por ventas

Las ventas netas ascendieron a \$7.013.081 miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, comparado con los \$7.728.630 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$715.549 miles (9%).

Durante los primeros seis meses de 2020, la venta de energía fue de 982 GW, lo que representa una disminución del 31% comparado con los 1.432 GW para el mismo período de 2019.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de			
	2019		2020	
	(en miles de pesos)⁽¹⁾			
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	485.852	381.731	(104.121)	(21%)
Venta de energía Plus	1.292.972	880.578	(412.394)	(32%)
Venta de energía Res.220	3.365.598	3.681.363	315.765	9%
Venta de energía Res. 21	2.584.209	2.069.410	(514.799)	(20%)
Total	7.728.630	7.013.081	(715.548)	(9%)

(1) Información no auditada

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 en comparación con el mismo período del año anterior:

- (i) \$381.731 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 21% respecto de los \$485.852 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe a que el volumen de energía vendida fue menor para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, respecto del mismo período de 2019. También se publicó la Resolución SE 31/2020, la cual deroga la Resolución SRRYME 1/2019.
- (ii) \$880.578 miles por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 32% respecto de los \$1.292.972 miles para el mismo período de 2019. La reducción en la venta de GW es el factor principal de la disminución.
- (iii) \$3.681.363 miles por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 9% respecto de los \$3.365.598 miles del mismo período de 2019.
- (iv) \$2.069.410 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó una disminución del 20% respecto de los \$2.584.209 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe al que los GW de energía vendida fue menor para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, respecto del mismo período de 2019.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue de \$2.518.636 miles comparado con \$3.216.804 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$698.168 miles (ó 22%).

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de			
	2019		2020	
	(en miles de pesos)⁽¹⁾			
Costo de compra de energía eléctrica	(754.425)	(277.317)	477.109	(63%)

Costo de consumo de gas y gas oil	(39.258)	(211.035)	(171.777)	438%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(324.911)	(299.924)	24.987	(8%)
Plan de beneficios definidos	(2.826)	(3.779)	(953)	34%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(1.450.893)	(1.281.560)	169.333	(12%)
Seguros	(55.746)	(57.613)	(1.868)	3%
Mantenimiento	(477.622)	(300.494)	177.129	(37%)
Otros	(111.123)	(86.914)	24.209	(22%)
Total	(3.216.804)	(2.518.636)	698.168	(22%)

(1) Información no auditada

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el presente período en comparación con el mismo período del ejercicio anterior:

- (i) \$277.317 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 63% respecto de \$754.425 miles para el mismo período de 2019.
- (ii) \$211.035 miles por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 438% respecto de \$39.258 miles para el mismo período de 2019.
- (iii) \$300.494 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución del 37% respecto de los \$477.622 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe, a que con fecha 15 de noviembre de 2019 se firmó la adenda al contrato de mantenimiento entre GE y CTR, modificando las condiciones de contrato. Implica que, durante 2020, se harán inspecciones en las turbinas, cambiando repuestos para prolongar la vida útil de los equipos. Adicionalmente, GEMSA tuvo cambios en las condiciones de los contratos de mantenimiento durante el presente período.
- (iv) \$1.281.560 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó una disminución del 12% respecto de los \$1.450.893 miles para el mismo período de 2019. Esta variación se origina, principalmente, por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en junio y diciembre 2019. Este punto no implica una salida de caja.

Resultado bruto

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 arrojó una ganancia de \$4.494.445 miles, comparado con una ganancia de \$4.511.826 miles para el mismo período de 2019, representando una disminución de \$17.481 miles.

Gastos de comercialización

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Tasas e impuestos	(43.607)	(35.987)	7.620	(17%)
Deudores incobrables	(138)	-	138	(100%)
Total	(43.745)	(35.987)	7.758	(18%)

(1) Información no auditada

Los gastos de comercialización para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$35.987 miles, comparado con los \$43.745 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$7.758 miles (18%). En parte, se debe al cambio en las alícuotas de impuesto a los ingresos brutos sobre la generación de energía.

Gastos de administración

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Sueldos, jornales y cargas sociales	(19.320)	(25.687)	(6.367)	33%

Honorarios profesionales	(250.169)	(228.093)	22.075	(9%)
Movilidad, viáticos y traslados	(33)	(2.403)	(2.370)	7.138%
Tasas e impuestos	(7.371)	(4.019)	3.352	(45%)
Donaciones	(351)	(31.450)	(31.098)	8.848%
Otros	(10.770)	(12.410)	(1.640)	15%
Total	(288.014)	(304.062)	(16.048)	6%

(1) Información no auditada

Los gastos de administración para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$304.062 miles, comparado con los \$288.014 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a un incremento de \$16.048 miles (6%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$228.093 miles de honorarios profesionales, lo que representó una disminución del 9% respecto de los \$250.169 miles para el mismo período de 2019.
- (ii) \$31.450 miles de donaciones, lo que representó un aumento del 7.750% respecto de los \$351 mil del mismo período de 2019. Principalmente, debido a donaciones realizadas a la Cruz Roja Argentina del programa #ArgentinaNosNecesita.

Otros Ingresos Operativos

Los otros ingresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$36.232 miles lo que representó un aumento del 291%, comparado con los \$9.267 miles para el mismo período de 2019.

Los principales componentes de otros ingresos operativos de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$29,5 millones en multa a proveedor por mora en la entrega de una turbina para el ciclo cerrado de CTR, lo que representó un aumento del 100%, comparado con el mismo período de 2019, donde no había ingresos por dicho concepto.

Resultado operativo

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue una ganancia de \$4.176.162 miles, comparado con una ganancia de \$4.075.361 miles para el mismo período de 2019, representando un incremento del 2%.

Resultados financieros

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Intereses comerciales, netos	57.583	94.722	37.139	64%
Intereses por préstamos, netos	(1.766.558)	(2.069.896)	(303.337)	17%
Gastos y comisiones bancarias	(7.796)	(12.543)	(4.747)	61%
Diferencia de cambio, neta	(3.445.036)	(5.078.708)	(1.633.672)	47%
Desvalorización / recupero de activos	(604.099)	-	604.099	(100%)
RECPAM	7.774.808	5.145.782	(2.629.025)	(34%)
Otros resultados financieros	(258.583)	(103.153)	155.430	(60%)
Total resultados financieros, neto	1.750.318	(2.023.796)	(3.774.115)	(216%)

(1) Información no auditada

Los resultados financieros para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 totalizaron una pérdida de \$2.023.796 miles, comparado con una ganancia de \$1.750.318 miles para el mismo período de 2019, representando un aumento de la pérdida en \$3.774.115 miles.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$2.069.896 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 17% respecto de los \$1.766.558 miles de pérdida para el mismo período de 2019. Se debe, principalmente, al mayor endeudamiento en dólares durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020.
- (ii) \$5.078.708 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de \$1.633.672 miles respecto de los \$3.445.036 miles de pérdida del mismo período de 2019. La variación se debe, principalmente, a que en el período de 2019 el aumento del tipo de cambio fue mayor al aumento en el mismo período de 2020. Esto se debe a que la devaluación fue de 17,65% para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y de 12,63% para el mismo período de 2019.
- (iii) \$5.145.782 miles de ganancia por RECPAM como consecuencia de la aplicación del ajuste por inflación, lo que representó una disminución de \$2.629.025 miles comparado con \$7.774.808 miles de ganancia para el mismo período de 2019, debido al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados correspondientes al período 2019.

Resultado antes de impuestos

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$2.152.365 miles, comparada con una ganancia de \$5.825.680 miles para el mismo período de 2019, lo que representa una disminución de \$3.673.315 miles.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una pérdida de \$1.086.333 miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, representando una disminución de la pérdida de \$2.413.767 miles en comparación con los \$3.500.100 miles de pérdida del mismo período de 2019.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue una ganancia de \$1.066.032 miles, comparada con los \$2.325.579 miles de ganancia para el mismo período de 2019, lo que representa una disminución de \$1.259.548 miles.

Resultados integrales

La pérdida por los otros resultados integrales del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fue de \$3.184.091 miles, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias. En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 no hubo otros resultados integrales.

El resultado integral total del período es una ganancia de \$1.066.032 miles, representando un aumento de 224% respecto de la pérdida integral del mismo período de 2019, de \$858.512 miles.

EBITDA ajustado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽³⁾	
Resultado operativo	2.840.039	6.083.187	8.707.279	4.075.361	4.176.162
Depreciaciones	977.516	2.361.406	2.635.266	1.450.893	1.281.560
Resultados no recurrentes y gastos ⁽¹⁾	-	57.648	-	-	-
Gastos Subsidiaria No Restringida ⁽²⁾	200	2.007	(3.270)	(3.463)	237
Resultados de participación en asociadas	(35.387)	508.815	164.246	113.972	14.466
EBITDA Ajustado (no auditado)	3.782.367	9.013.063	11.503.520	5.636.764	5.472.425

- (1) Resultados no recurrentes y gastos del ejercicio del 31 de diciembre de 2018, corresponde (i) a la culminación de la vigencia y los compromisos asumidos bajo el Contrato de Mutuo entre GROSA y CAMMESA y (ii) a las penalidades por el incumplimiento de la fecha comprometida del contrato de abastecimiento con CAMMESA.
- (2) Albanesi SA ha designado a sociedad controlante GECEN como Subsidiaria No Restringida en los términos del Indenture en el marco del Bono Internacional emitido por las Co-Emisoras en 2017.
- (3) Información no auditada.

El EBITDA Ajustado correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue de \$5.472.425 miles, disminuyó en \$164.339 miles, comparado con \$5.636.764 miles correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

La siguiente tabla muestra nuestros resultados de las operaciones correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y de 2019.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Ingresos por ventas	14.468.622	16.129.653	1.661.030	11%
Costo de ventas	(7.043.884)	(6.522.614)	521.270	(7%)
Resultados brutos	7.424.738	9.607.039	2.182.301	29%
Gastos de comercialización	(80.049)	(101.746)	(21.697)	27%
Gastos de administración	(578.959)	(646.015)	(67.056)	12%
Resultado de participaciones en asociadas	(508.815)	(164.246)	344.569	(68%)
Otros ingresos operativos	444.936	12.247	(432.689)	(97%)
Otros egresos operativos	(618.664)	-	618.664	(100%)
Resultados operativos	6.083.187	8.707.279	2.624.092	43%
Ingresos financieros	190.043	316.364	126.321	66%
Gastos financieros	(3.879.460)	(4.535.475)	(656.015)	17%
Otros resultados financieros	(7.397.443)	1.228.031	8.625.475	(117%)
Resultados financieros	(11.086.860)	(2.991.080)	8.095.780	(73%)
Resultados antes de impuestos	(5.003.673)	5.716.199	10.719.872	(214%)
Impuesto a las ganancias	814.993	(4.982.173)	(5.797.166)	(711%)
Resultado del ejercicio	(4.188.680)	734.026	4.922.706	(118%)
Otro Resultado Integral				
Revaluación de propiedades, planta y equipos	9.279.828	(3.034.181)	(12.314.008)	(133%)
Plan de pensiones	(1.696)	(9.270)	(7.574)	447%
Efecto en el impuesto a las ganancias	(2.319.533)	760.863	3.080.396	(133%)
Otro Resultado Integral del ejercicio	6.958.599	(2.282.588)	(9.241.187)	(133%)
Ganancia / (pérdida) integral del ejercicio	2.769.919	(1.548.562)	(4.318.481)	(156%)

Ingresos por ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1.688.111	1.045.968	(642.143)	(38%)
Venta de energía Plus	2.999.206	2.675.124	(324.082)	(11%)
Venta de energía Res.220	6.301.819	7.569.294	1.267.475	20%
Venta de energía Res. 21	3.479.487	4.839.267	1.359.780	39%
Total	14.468.622	16.129.653	1.661.030	11%

Las ventas netas ascendieron a \$16.129.653 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con los \$14.468.622 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$1.661.030 miles (11%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la venta de energía fue de 2.809 GW, lo que representa un aumento del 48% comparado con los 1.902 GW para el ejercicio 2018.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.675.124 miles por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$2.999.206 miles para el ejercicio 2018.
- (ii) \$7.569.294 miles por ventas de energía en el mercado a término a CMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 20% respecto de los \$6.301.819 miles del ejercicio 2018. Dicha variación se explica, principalmente, por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, debido a que entró en funcionamiento el Ciclo Cerrado en la Central de CTR a partir del 4 de agosto de 2018, un incremento en el tipo de cambio y la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iii) \$1.045.968 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 38% respecto de los \$1.688.111 miles para el ejercicio 2018, producto de la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iv) \$4.839.267 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 39% respecto de los \$3.479.487 miles para el ejercicio 2018. Dicha variación se explica por la mayor venta de energía en GW.

Costo de ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Costo de compra de energía eléctrica	(2.222.033)	(1.739.230)	482.803	(22%)
Costo de consumo de gas y gas oil	(712.466)	(209.738)	502.728	(71%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(507.861)	(576.194)	(68.333)	13%
Plan de beneficios definidos	(32.766)	(7.776)	24.990	(76%)
Servicios de mantenimiento	(902.772)	(1.058.531)	(155.759)	17%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(2.361.406)	(2.635.266)	(273.860)	12%
Seguro	(113.134)	(121.814)	(8.681)	8%
Diversos	(191.446)	(174.064)	17.382	(9%)
Total	(7.043.884)	(6.522.614)	521.271	(7%)

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de \$6.522.614 miles comparado con \$7.043.884 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a una disminución de \$521.271 miles (o 7%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio 2019:

- (i) \$1.739.230 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 22% respecto de \$2.222.033 miles para el ejercicio 2018 debido a la menor venta de GW de Energía Plus.
- (ii) \$209.738 miles por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución de 71% respecto de los \$712.466 miles para el ejercicio 2018.
- (iii) \$1.058.531 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 17% respecto de los \$902.772 miles para el ejercicio 2018. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas a fines del año 2018.
- (iv) \$2.635.266 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 12% respecto de los \$2.361.406 miles para el ejercicio 2018. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros inmuebles, instalaciones y maquinarias, como consecuencia de la revaluación de los mismos en 2019 y 2018.
- (v) \$576.194 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$507.861 miles para el ejercicio 2018.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de \$9.607.039 miles, comparado con una ganancia de \$7.424.738 miles para el ejercicio 2018, representando un aumento del 29%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y a los ingresos de potencia y energía de las nuevas unidades habilitadas.

Gastos de comercialización

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Tasas e impuestos	(42.563)	(101.653)	(59.090)	139%
Previsión de impuesto a los Ingresos Brutos	(37.486)	-	37.486	(100%)
Deudores incobrables	-	(93)	(93)	100%
Total	(80.049)	(101.746)	(21.697)	27%

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$101.746 miles, comparado con los \$80.049 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$21.697 miles (27%).

Gastos de administración

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Sueldos y jornales y cargas sociales	(45.249)	(91.399)	(46.150)	102%
Honorarios profesionales	(477.119)	(493.697)	(16.578)	3%
Honorarios directores	(147)	-	147	(100%)
Movilidad, viáticos y traslados	(8.185)	(16.469)	(8.284)	101%
Tasas e impuestos	(6.693)	(16.952)	(10.259)	153%
Diversos	(41.566)	(27.497)	14.069	(34%)
Total	(578.959)	(646.015)	(67.056)	12%

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$646.015 mil es, comparado con los \$578.959 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a un incremento de \$67.056 miles (12%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$493.697 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 3% respecto de los \$477.119 miles para el ejercicio 2018.
- (ii) \$16.952 miles de tasas e impuestos, lo que representó un aumento del 153% respecto de los \$6.693 miles del ejercicio 2018.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$8.707.279 miles, comparado con una ganancia de \$6.083.187 miles para el ejercicio 2018, representando un aumento del 43%.

Resultados financieros

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var.%
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Intereses por préstamos	22.135	13.231	(8.904)	(40%)
Intereses comerciales	167.909	303.133	135.225	81%
Total ingresos financieros	190.043	316.364	126.321	66%
Intereses por préstamos	(3.764.340)	(3.945.309)	(180.969)	5%
Intereses comerciales y otros	(73.348)	(566.833)	(493.485)	673%
Gastos y comisiones bancarias	(41.772)	(23.333)	18.439	(44%)
Total gastos financieros	(3.879.460)	(4.535.475)	(656.015)	17%
Diferencia cambiaria, neta	(25.847.597)	(16.471.173)	9.376.423	(36%)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	1.444.362	(105.375)	(1.549.737)	(107%)
Desvalorización / recupero de activos	3.669.327	(53.767)	(3.723.095)	(101%)
RECPAM	13.758.444	18.156.248	4.397.804	32%
Otros resultados financieros	(421.980)	(297.901)	124.079	(29%)
Total otros resultados financieros	(7.397.443)	1.228.031	8.625.475	(117%)
Total resultados financieros, neto	(11.086.860)	(2.991.080)	8.095.780	(73%)

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 totalizaron una pérdida de \$2.991.080 miles, comparado con una pérdida de \$11.086.860 miles para el ejercicio 2018, representando una disminución de la pérdida en \$8.095.780 miles.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.945.309 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$3.764.340 miles de pérdida para el ejercicio 2018, producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$18.156.248 miles de ganancia por RECPAM como consecuencia de la aplicación del ajuste por inflación, lo que representó un aumento de \$4.397.804 miles comparado con \$13.758.444 miles de ganancia para el ejercicio 2018, producto de una mayor inflación en el 2019 comparado con el ejercicio 2018.
- (iii) \$16.471.173 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$9.376.423 miles respecto de los \$25.847.597 miles de pérdida del ejercicio anterior. A pesar de que el tipo de cambio aumentó en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 con respecto al ejercicio 2018, se refleja una disminución del resultado por tenencia

debido, principalmente, al efecto de la re-expresión por el IPC de los resultados por diferencia de cambio correspondientes al ejercicio 2018.

Resultado antes de impuestos

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$5.716.199 miles, comparada con una pérdida de \$5.003.673 miles para el ejercicio anterior, lo que representa un aumento de \$10.719.872 miles.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una pérdida de \$4.982.173 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representando una pérdida de \$5.797,1 miles en comparación con los \$814.993 miles de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$734.026 miles, comparada con los \$4.188.680 miles de pérdida para el ejercicio 2018, lo que representa una mejora de \$4.922.706 miles.

Otros resultados integrales del ejercicio

La pérdida por los otros resultados integrales del ejercicio 2019 fue de \$2.282.588 miles, representando una disminución del 133% respecto del ejercicio 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio fue una pérdida de \$1.548.562 miles, representando una disminución del 156% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2018, de \$2.769.919 miles.

EBITDA ajustado

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos) ⁽²⁾			
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	9.833.515	11.506.790	1.673.276	17%

- (1) Para conocer la conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver la sección "Antecedentes Financieros".
 (2) Información no auditada.

El EBITDA Ajustado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 aumentó \$1.673.276 miles, o un 17%, de \$9.833.515 miles correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a \$11.506.790 miles registrados para ejercicio de 2019. Este incremento se debió principalmente por el comienzo de las operaciones de la TV de CTR, TG de CTE y TG de CTI.

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

La siguiente tabla muestra nuestros resultados de las operaciones correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y de 2018.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Ingresos por ventas	7.848.830	14.468.622	1.165.235	65%
Costo de ventas	(4.868.861)	(7.043.884)	(789.465)	62%
Resultados brutos	2.979.969	7.424.738	375.771	71%
Gastos de comercialización	49.967	(80.049)	(4.215)	22%
Gastos de administración	(272.392)	(578.959)	(2.538)	4%
Resultado de participaciones en asociadas	35.387	(508.815)	(1.001)	68%
Otros ingresos operativos	47.108	444.936	(67.126)	(86%)
Otros egresos operativos	-	(618.664)	-	(100%)

Resultados operativos	2.840.039	6.083.187	347.317	72%
Ingresos financieros	260.502	190.043	63.963	819%
Gastos financieros	(1.245.568)	(3.879.460)	(218.902)	83%
Otros resultados financieros	(2.295.958)	(7.397.443)	61.160	(26%)
Resultados financieros	(3.281.025)	(11.086.860)	(93.780)	19%
Resultados antes de impuestos	(440.986)	(5.003.673)	253.536	(6.498%)
Impuesto a las ganancias	924.509	814.993	(152.635)	(587%)
Resultado del ejercicio	483.523	(4.188.680)	100.901	457%
Otro Resultado Integral				
Revaluación de propiedades, planta y equipos	-	9.279.828	9.279.828	-
Plan de pensiones	(2.594)	(1.696)	898	(35%)
Efecto en el impuesto a las ganancias	(771)	(2.319.533)	(2.318.762)	300.694%
Otro Resultado Integral del ejercicio	(3.365)	6.958.599	6.961.964	(206.897%)
Ganancia integral del ejercicio	480.158	2.769.919	2.289.761	477%

Ingresos por ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1.205.106	1.688.105	482.999	40%
Venta de energía Plus	2.715.667	2.999.212	283.546	10%
Venta de energía Res.220	3.456.425	6.301.840	2.845.415	82%
Venta de energía Res. 21	471.633	3.479.465	3.007.832	638%
Total	7.848.830	14.468.622	6.619.792	84%

Las ventas netas ascendieron a \$ 14.468.622 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con los \$ 7.848.830 miles para el mismo ejercicio de 2017, lo que equivale a un aumento de \$6.619.792 miles (84%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la venta de energía fue de 1.902 GWh, lo que representa una disminución del 13% comparado con los 2.198 GWh para el mismo ejercicio de 2017.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el mismo ejercicio del año anterior:

- (i) \$ 2.999.212 miles por ventas de Energía Plus, lo que representó un aumento del 10% respecto de los \$2.715.667 miles para el mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se explica por un efecto favorable en el precio producto del aumento del tipo de cambio.
- (ii) \$ 6.301.840 miles por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 82% respecto de los \$ 3.456.425 miles del mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se explica por un aumento en el precio debido al aumento del tipo de cambio y un aumento en el despacho de energía, debido a que entro en funcionamiento el Ciclo Cerrado en CTR a partir del 4 de agosto de 2018.
- (iii) \$ 1.688.105 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 40% respecto de los \$ 1.205.106 miles para el mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se explica por la administración de volúmenes de generación excedentes que realiza CAMMESA.
- (iv) \$ 3.479.465 miles por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 638% respecto de los \$471.633 miles para el mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se explica por la puesta en marcha de nuevas turbinas durante el tercer trimestre de 2018.

Costo de ventas

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Costo de compra de energía eléctrica	(2.271.231)	(2.222.033)	49.198	(2%)
Costo de consumo de gas y gas oil	(403.997)	(712.466)	(308.470)	76%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(447.322)	(507.861)	(60.539)	14%
Plan de beneficios definidos	(1.099)	(32.766)	(31.668)	2.882%
Servicios de mantenimiento	(529.710)	(902.772)	(373.062)	70%
Depreciación de propiedad, planta y equipos	(977.516)	(2.361.406)	(1.383.890)	142%
Seguro	(86.812)	(113.134)	(26.321)	30%
Diversos	(151.174)	(191.446)	(40.272)	27%
Total	(4.868.861)	(7.043.884)	(2.175.024)	45%

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue de \$ 7.043.884 miles comparado con \$ 4.868.861 miles para el mismo ejercicio de 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 2.175.024 miles (o 45%).

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el mismo ejercicio de 2017.

- (i) \$ 2.222.033 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 2% respecto de \$2.271.231 miles para el mismo ejercicio de 2017, debido a la menor venta de GWh de Energía Plus.
- (ii) \$ 712.466 miles por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento de 76% respecto de los \$ 403.997 miles para el mismo ejercicio de 2017. Dicha variación se explica por un aumento en el precio debido al aumento del tipo de cambio.
- (iii) \$ 902.772 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 70% respecto de los \$529.710 miles para el mismo ejercicio de 2017. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas.
- (iv) \$ 2.361.406 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 142% respecto de los \$ 977.516 miles para el mismo ejercicio de 2017. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros edificios, instalaciones y maquinarias como consecuencia de la revaluación de los mismos al 31 de diciembre de 2018 y las puestas en marchas de los nuevos proyectos.
- (v) \$ 507.861 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 14% respecto de los \$ 447.322 miles para el mismo ejercicio de 2017, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados y mayor personal contratado.
- (vi) \$ 113.134 miles por seguros, lo que representó un aumento del 30% respecto de los \$86.812 miles del mismo ejercicio de 2017, relacionado con la variación en el tipo de cambio y la puesta en marcha de nuevas turbinas.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 arrojó una ganancia de \$ 7.424.738 miles, comparado con una ganancia de \$ 2.979.969 miles para el mismo ejercicio de 2017, representando un aumento del 149%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y la habilitación comercial de nuevas turbinas.

Gastos de comercialización

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Tasas e impuestos	(11.006)	(42.563)	(31.557)	287%

Recupero / Previsión de impuesto a los Ingresos Brutos	60.928	(37.486)	(98.414)	(162%)
Deudores incobrables	45	-	(45)	(100%)
Total	49.967	(80.049)	(130.016)	(260%)

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$ 80.049 miles de pérdida, comparado con los \$ 49.967 miles de ganancia para el mismo ejercicio de 2017, lo que equivale a una disminución de \$ 130.016 miles (o 260%).

Gastos de administración

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Sueldos y jornales y cargas sociales	(95)	(45.249)	(45.154)	47.457%
Honorarios profesionales	(139.117)	(477.119)	(338.002)	243%
Honorarios directores	(85.687)	(147)	85.541	(100%)
Movilidad, viáticos y traslados	(5.034)	(8.185)	(3.151)	63%
Tasas e impuestos	(4.461)	(6.693)	(2.232)	50%
Diversos	(37.998)	(41.566)	(3.568)	9%
Total	(272.392)	(578.959)	(306.567)	113%

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$ 578.959 miles, comparado con los \$ 272.392 miles para el mismo ejercicio de 2017, lo que equivale a un incremento de \$ 306.567 miles (o 113%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$ 477.119 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 243% respecto de los \$ 139.117 miles para el mismo ejercicio de 2017.
- (ii) \$ 41.566 miles de gastos diversos, lo que representó un aumento del 10% respecto de los \$ 37.998 miles del mismo ejercicio de 2017. Las principales variaciones se deben a los rubros impuestos y tasas y seguros.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una ganancia de \$ 6.083.187 miles, comparado con una ganancia de \$ 2.840.039 miles para el mismo ejercicio de 2018, representando un aumento del 114%. El incremento se debe, principalmente, al efecto del aumento del tipo de cambio sobre la actividad operativa de las compañías controladas y la puesta en marcha de los nuevos proyectos.

Además, en otros ingresos operativos del 2018, se incluye la ganancia neta por la devolución del financiamiento por parte de CAMMESA a GROSA correspondiente a la segunda etapa de reparación de la unidad TV13, por \$ 385,0 millones. Por otra parte, se incluye en Otros egresos operativos una pérdida por una Penalidad de CAMMESA por \$ 495,0 millones.

Resultados financieros

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Intereses por préstamos	53.684	22.135	(31.550)	(59%)
Intereses comerciales	206.818	167.909	(38.909)	(19%)
Total ingresos financieros	260.502	190.043	(70.459)	(27%)
Intereses por préstamos	(1.075.540)	(3.764.340)	(2.688.800)	250%
Intereses comerciales y otros	(151.922)	(73.348)	78.573	(52%)
Gastos y comisiones bancarias	(18.107)	(41.772)	(23.665)	131%
Total gastos financieros	(1.245.568)	(3.879.460)	(2.633.892)	211%
Diferencia cambiaria, neta	(799.834)	(25.847.597)	(25.047.763)	3.132%
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	184.415	1.444.362	1.259.946	683%
Desvalorización / recupero de activos	(3.748.551)	3.669.327	7.417.878	(198%)
RECPAM	2.391.225	13.758.444	11.367.219	475%
Otros resultados financieros	(323.214)	(421.980)	(98.766)	31%
Total otros resultados financieros	(2.295.958)	(7.397.443)	(5.101.485)	222%
Total resultados financieros, neto	(3.281.025)	(11.086.860)	(7.805.835)	238%

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 totalizaron una pérdida de \$11.086.860 miles, comparado con una pérdida de \$ 3.281.025 miles para el mismo ejercicio de 2017, representando un aumento de \$ 7.805.835 miles.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$ 3.764.340 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 250% respecto de los \$1.075.540 miles de pérdida para el mismo ejercicio de 2017 producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$ 13.758.444 miles de ganancia por otros resultados financieros, contra \$ 2.391.225 miles de pérdida para el mismo ejercicio de 2017. Dicha variación responde principalmente al RECPAM registrado como consecuencia de la aplicación del ajuste por inflación.
- (iii) \$ 25.847.597 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de \$25.047.763 miles respecto de los \$ 799.834 miles del mismo ejercicio del año anterior.

Resultado antes de impuestos

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$5.003.673 miles, comparada con una pérdida de \$ 440.986 miles para el mismo ejercicio del año anterior, lo que representa un aumento de la pérdida de \$ 4.562.686 miles.

El resultado de impuesto a las ganancias fue una ganancia de \$ 814.993 miles de ganancias para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con los \$ 924.509 miles de ganancia del mismo ejercicio del año anterior.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una pérdida de \$4.188.680 miles, comparada con los \$ 483.523 miles de ganancia para el mismo ejercicio de 2017, lo que representa una disminución de \$ 4.672.201 miles.

Otros resultados integrales del ejercicio

La ganancia por los otros resultados integrales del ejercicio 2018 fue de \$6.958.599 miles, representando un aumento del 206.897% respecto del ejercicio 2017, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio fue una ganancia de \$2.769.919 miles, representando un aumento del 477% respecto de la ganancia integral del ejercicio 2017, de \$ 480.158 miles.

EBITDA ajustado

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos) ⁽²⁾			
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	3.782.168	9.833.515	6.051.347	160%

(1) Para conocer la conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, ver la sección "Antecedentes Financieros".

(2) Información no auditada.

El EBITDA Ajustado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 aumentó \$6.051.347 miles, o un 160%, de \$3.782.168 miles correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a \$9.833.515 miles registrados para ejercicio de 2017. Este incremento se debió principalmente al comienzo de las operaciones de la turbina de vapor de la Central Térmica Roca, la turbina de gas de la Central Térmica Ezeiza y la turbina de gas de la Central Térmica Independencia.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales del Garante son: (a) fondos generados por las operaciones de los activos de generación; (b) fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y (c) financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por el Garante.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos del Garante (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes: (a) pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros; (b) sueldos de los empleados; (c) impuestos; y (d) servicios y otros gastos generales.

Flujos de Fondos

El siguiente cuadro refleja nuestra posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados en) actividades operativas, de inversión y de financiación durante los períodos indicados:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio / período	1.712.335	253.606	959.646	959.646	1.936.405
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	3.995.825	1.644.607	6.696.466	4.617.596	5.083.868
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(7.411.097)	(5.748.630)	(3.293.362)	(1.094.208)	(1.874.391)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento RECPAM	1.810.891	4.686.007	(2.287.891)	(3.783.936)	(2.794.017)
RECPAM	4.235	(81.839)	(335.820)	94.356	211.450
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	141.417	205.895	197.367	102.462	227.912
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio / período	253.606	959.646	1.936.405	895.915	2.791.227

(1) Información no auditada

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$5.083.868 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$5.364.921 miles, absorbido parcialmente por una disminución en deudas comerciales de \$2.887.168 miles y una disminución de otros créditos y créditos por ventas de \$2.303.221 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$1.874.391 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$1.640.919 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$2.794.017 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$3.779.775 miles, compensados parcialmente por la toma de deuda financiera de \$985.758 miles.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$4.617.596 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$5.517.582 miles, absorbido parcialmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos de \$1.138.030, compensado con un aumento en deudas comerciales y deudas sociales y cargas sociales de \$238.044 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$1.094.208 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipos por \$1.287.926 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$3.783.936 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$4.904.109 miles, compensados parcialmente por la toma de deuda financiera de \$661.053 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se generaron fondos netos por \$6.696.466 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$11.124.715 miles, absorbido parcialmente por una disminución en deudas comerciales de \$757.708 miles, compensado por un aumento en otros créditos y créditos por ventas de \$3.709.409 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$3.293.362 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$2.287.891 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$7.352.006 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$9.955.822 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, se generaron fondos netos por \$1.644.607 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$9.520.627 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$7.330.429 miles, compensado parcialmente por un aumento en otros créditos y créditos por ventas de \$62.626 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$5.748.630 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$4.686.007 miles, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un total de \$18.051.275 miles, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$14.606.467 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, se generaron fondos netos por \$3.995.825 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$209.270 miles, un aumento en deudas comerciales de \$1.614.899 miles, compensado parcialmente por una disminución en otros créditos y créditos por ventas de \$1.037.054 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$7.411.097 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$1.810.891 miles, debido principalmente a la toma de deuda financiera por un total de \$18.051.275 miles, compensados parcialmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$16.240.384 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento

Al 30 de junio de 2020, nuestra deuda total fue de \$43.439.165 miles (US\$ 616.508 millones). El siguiente cuadro muestra nuestra deuda total a dicha fecha.

	Prestatario (Co-Emisora/Garante de las Obligaciones Negociables)	Pendiente de pago al 30 de junio de 2020 (sin auditar) (en miles de pesos)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	
Contrato de Crédito							
	Cargill	GEMSA	720.007	LIBOR + 4,25%	USD	16/2/2018	29/1/2021
	BLC Asset Solutions	GEMSA	920.524	12% primera cuota; 11,5% 2da cuota; LIBOR USD 6 m + 8,875% resto de las cuotas	USD	26/6/2020	6/3/2023
	Credit Suisse AG London Branch	GECEN	1.794.326	13,09%	USD	25/4/2018	20/3/2023
	Credit Suisse AG London Branch	GECEN	1.721.748	7,75%	USD	25/4/2018	20/3/2023
	Subtotal		5.156.605				
Sindicado							
	ICBC / Hipotecario / Citibank	GEMSA	464.866	TM20 + 8,00%	ARS	27/12/2019	27/12/2020
	Subtotal		464.866				
Títulos de Deuda							
	ON Internacional	GEMSA/CTR	24.625.090	9,625%	USD	27/7/2016	27/7/2023
	ON Clase I Coemisión	GEMSA/CTR	317.534	6,68%	USD	11/10/2017	11/10/2020
	ON Clase II Coemisión	GEMSA/CTR	5.630.011	15,00%	USD	5/8/2019	5/5/2023
	ON Clase III Coemisión	GEMSA/CTR	1.836.043	8,00% hasta la primera fecha de amortización 13,00% hasta la segunda fecha de amortización	USD	4/12/2019	12/4/2021
	ON Clase VIII	GEMSA	295.434	BADLAR + 5%	ARS	28/8/2017	28/8/2021
	ON Clase X	GEMSA	1.800.649	8,50% hasta la primera fecha de amortización 10,50% hasta la segunda fecha de amortización 13,00% hasta la tercera fecha de amortización	USD	4/12/2019	16/2/2021
	ON Clase XI	GEMSA	688.296	6,50%	USD	23/6/2020	23/6/2021
	ON Clase XII	GEMSA	150.709	BADLAR + 8%	ARS	23/6/2020	23/12/2020
	ON Clase II	CTR	50.098	BADLAR + 2%	ARS	17/11/2015	17/11/2020
	ON Clase IV	CTR	285.649	BADLAR + 5%	ARS	24/7/2017	24/7/2021
	ON Clase III	ASA	251.173	BADLAR + 4,25%	ARS	15/6/2017	15/6/2021
	Subtotal		35.930.685				
Otras deudas ⁽¹⁾							
	Préstamo Macro	GEMSA	241.430	10,00%	USD	30/8/2018	12/1/2021
	Préstamo Chubut	GEMSA	12.393	11,00%	USD	18/10/2019	16/4/2020
	Préstamo Chubut	GEMSA	24.612	11,00%	USD	25/11/2019	25/5/2020
	Préstamo Chubut	GEMSA	36.776	11,00%	USD	23/12/2019	23/6/2020
	Préstamo Chubut	GEMSA	72.966	11,00%	USD	4/3/2020	4/3/2020
	Préstamo Supervielle	GEMSA	42.950	54,50%	ARS	22/1/2020	22/5/2020
	Préstamo Supervielle	GEMSA	157.887	52,00%	ARS	3/3/2020	2/4/2020
	Préstamo Ciudad	CTR	317.205	7,90%	USD	4/8/2017	4/6/2021
	Préstamo BAPRO	CTR	648.392	Badlar corregida	ARS	21/1/2020	4/12/2021
	Préstamo ICBC	CTR	83.608	TM20 + Spread 8%	ARS	27/12/2018	27/1/2021
	Préstamo Macro	CTR	120.812	9,00%	USD	28/12/2018	12/1/2021
	Arrendamiento financiero	GEMSA/CTR	127.979				
	Subtotal		1.887.010				
	Total deuda financiera		43.439.165				

(1) Con fecha 18 de junio de 2020, la Comunicación "A" 7044 del BCRA estableció que las entidades financieras deberán incorporar las cuotas impagas correspondientes a los vencimientos que operen entre el 1 de abril de 2020 –incluyendo las cuotas vencidas al 31 de marzo de 2020– y el 30 de septiembre de 2020 a partir del mes siguiente inclusive al final de la vida del crédito, considerando el devengamiento de la tasa de interés compensatorio.

El siguiente cuadro describe los vencimientos del capital de nuestra deuda pendiente de pago al 30 de junio de 2020 en miles:

Total	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6 o sucesivos
(en miles de USD)						
Deuda total	616.508	154.721	74.312	51.478	335.997	-

Deuda de GEMSA y CTR

Obligaciones Negociables Individuales

Con fecha 7 de julio de 2016, GEMSA, GFSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron obligaciones negociables por un monto de USD250 millones con vencimiento a 7 años. Dichas obligaciones negociables están incondicionalmente garantizadas en su totalidad por el Garante.

A partir del 1 de enero de 2017, en virtud de la Fusión GFSA, GEMSA asumió todos los derechos y obligaciones de GFSA, incluyendo las obligaciones de GFSA bajo las obligaciones negociables mencionadas. Véase “*Políticas de la Emisora - Fusión GFSA*”. Asimismo, mediante Resolución N° 18.648 de fecha 10 de mayo de 2017, el Directorio de la CNV dispuso la transferencia de oferta pública de las obligaciones negociables emitidas por GFSA, de GFSA a GEMSA.

Con fecha 8 de noviembre de 2017, GEMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución 19.033 de la CNV, autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de obligaciones negociables adicionales a las emitidas con fecha 7 de julio de 2016, por un monto de hasta V/N USD100 millones, aumentando el monto del programa de obligaciones negociables de V/N USD250 millones a V/N USD 350 millones. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron obligaciones negociables adicionales por un monto de USD 86 millones. Dichas obligaciones negociables tienen la calificación B- (Fitch ratings) / B2 (Moody's).

Las Obligaciones Negociables existentes en el marco de la co-emisión internacional antes mencionada, devengan interés a una tasa fija en Dólares de 9,625%. El interés se paga semestralmente y el capital en un único pago en la fecha de vencimiento del 27 de julio de 2023. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por dichas obligaciones negociables asciende a USD 336 millones.

Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa

El presente Programa fue aprobado Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017. El aumento del monto del Programa de U\$S 100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) fue aprobado por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 8 de marzo de 2019. El aumento del monto del Programa de U\$S 300.000.000 (o su equivalente en otras monedas) a U\$S 700.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y la modificación de sus términos y condiciones fueron aprobados por la Gerencia de Emisoras de la CNV mediante Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020.

La emisión de la clase I de las obligaciones negociables bajo este Programa fue realizada el 11 de octubre de 2017, por un monto de USD 30 millones, en el mercado local. Las mismas devengan intereses a una tasa fija del 6,68% nominal anual. El interés se paga trimestralmente y el capital se amortiza en su totalidad al vencimiento, que operará el 11 de octubre de 2020. El 5 de diciembre de 2019, luego de la suscripción en especie en la emisión de las obligaciones negociables clase III bajo el Programa, el saldo de capital de la clase I se redujo a USD 4.521.000, valor que se mantiene hasta la fecha de este Prospecto.

Con fecha 5 de agosto de 2019, GEMSA y CTR emitieron la clase II de obligaciones negociables bajo este Programa, por un monto de USD 80 millones, en el mercado local e internacional. Las mismas devengan una tasa fija en Dólares de 15,00%. El interés se paga trimestralmente y el capital se amortizará en 10 cuotas trimestrales a partir de febrero 2021, hasta su vencimiento en mayo 2023. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por las obligaciones negociables de la clase II asciende a USD 80 millones. Las obligaciones negociables emitidas bajo la clase II se encuentran garantizadas mediante (i) una fianza de Albanesi, inicialmente, y cualquiera de sus subsidiarias restringidas que deba brindar una garantía, posteriormente; (ii) un fideicomiso con fines de garantía, bajo el cual se cedieron (a) la totalidad de los derechos, actuales y futuros, de GEMSA de recibir cualquier monto y crédito en virtud de los contratos de compra de energía con CAMMESA bajo la

Resolución N° 21/2016 y N° 220/2007, relacionados a la Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica Independencia y la Central Térmica Ezeiza, y (b) ciertos derechos y fondos pagaderos en virtud de pólizas de seguro relacionadas a ocho turbinas ubicadas en la Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica Riojana y Central Térmica Independencia (los “Equipos”), y terrenos de propiedad y escriturados a nombre de GEMSA ubicados en la ciudad de San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán, República Argentina (“Inmuebles Independencia”); (iii) prenda en primer grado de privilegio sobre los Equipos; (iv) hipoteca en primer grado de privilegio sobre los Inmuebles Independencia; y (v) prenda en primer grado de privilegio sobre todo derecho o título de las Co-Emisoras sobre una cuenta de reserva para servicio de deuda y cualquier fondo o equivalente de efectivo, depositado en dicha cuenta.

Con fecha 4 de diciembre de 2019, se realizó la emisión de las obligaciones negociables clase III bajo el Programa, por un monto de USD 25,7 millones, a una tasa fija del 8% hasta el 11 de octubre de 2020 y del 13% hasta la fecha de vencimiento el 11 de abril de 2021, con pagos de intereses trimestrales. La amortización de capital se realizará en 2 cuotas, la primera del 10% el 11 de octubre de 2020 y la segunda del 90% el 11 de abril de 2021. El monto de las obligaciones negociables clase III se suscribió en especie mediante canje voluntario con las obligaciones negociables clase I. A la fecha de este Prospecto, el saldo de capital por las obligaciones negociables clase III es de USD 25,7 millones.

Las obligaciones negociables emitidas por las Co-Emisoras bajo el Programa cuentan con calificación de riesgo otorgada por FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (afiliada a Fitch Ratings) (“FIX”). El 26 de junio de 2020, FIX confirmó en la categoría “BBB(arg)” la calificación de largo plazo de las Co-Emisoras y de las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa, asignándoles una “perspectiva negativa. Los infomes pueden ser consultados en los siguientes links: www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=397 y www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=171.

Deuda de GEMSA

Títulos de Deuda

Con fecha 29 de agosto de 2017 se emitieron las obligaciones negociables clase VIII por un monto de \$312.884.660, las que fueron suscriptas en especie mediante canje voluntario con las obligaciones negociables clase V de GEMSA y obligaciones negociables clase II y clase III de GFSA, que en su momento se encontraban a nombre de GEMSA. Las obligaciones negociables clase VIII se emitieron con tasa variable. El interés se paga trimestralmente y el capital en un único pago equivalente al 100% del valor nominal al vencimiento que opera en agosto de 2021. El saldo de capital por las obligaciones negociables clase VIII a la fecha del presente Prospecto asciende a \$312.884.660.

Con fecha 4 de diciembre de 2019, GEMSA realizó la emisión de las obligaciones negociables clase X en el marco de su programa. Las mismas fueron colocadas por un total de USD 28,1 millones, a una tasa fija del 8,5% hasta el 17 de febrero de 2020, del 10,5% hasta el 16 de agosto de 2020 y del 13% hasta la fecha de vencimiento el 16 de febrero de 2021, con pagos de intereses trimestrales. La amortización de capital se realiza en 3 cuotas, la primera del 10% el 16 de febrero de 2020, la segunda del 20% el 16 de agosto de 2020 y la tercera del 70% el 16 de febrero de 2021. El monto de las obligaciones negociables clase X se suscribió en especie mediante canje voluntario con las obligaciones negociables clase VI. El saldo de capital por las obligaciones negociables clase X a la fecha de presente Prospecto es de USD 19,7 millones.

Con fecha 23 de junio de 2020, GEMSA realizó la emisión de las obligaciones negociables clase XI y Clase XII en el marco de su programa. La Clase XI fue colocada por un total de USD 9,9 millones, a una tasa fija del 6,5% hasta el 23 de junio de 2021 (la fecha de vencimiento), con pagos de intereses trimestrales. La amortización de capital se realiza en su totalidad al vencimiento. El saldo de capital por las obligaciones negociables clase XI al 30 de junio de 2020 es de USD 9,9 millones. La Clase XII fue colocada por un total de ARS 151,1 millones, a una tasa variable de BADLAR + 8% hasta el 23 de diciembre de 2020 (la fecha de vencimiento), con pagos de intereses trimestrales. La amortización de capital se realiza 30% a los 3 meses y el restante 70 al vencimiento. El saldo de capital por las obligaciones negociables clase XII a la fecha del presente Prospecto es de ARS 151,1 millones.

Préstamo Cargill

El 16 de febrero de 2018, GEMSA, como deudora, y Albanesi como garante, celebraron un contrato de préstamo con Cargill Ltd., por un monto total de hasta USD25 millones. El préstamo tenía un plazo de 36 meses

y devengaba intereses trimestrales a una tasa nominal anual conformada por la tasa Libor a 360 días más un margen de 4,25%. Con fecha 3 de agosto de 2020, se acordó refinanciar con Cargill el saldo del préstamo. La amortización se realizará en 6 cuotas de U\$S 1.6 millones en los meses de agosto 2020, septiembre 2020, octubre 2020, abril 2021, mayo 2021 y junio 2021. A la fecha de este Prospecto, el saldo pendiente en virtud de esta línea de crédito es de U\$S 8,3 millones.

Contratos de Crédito BLC Asset Solutions

El 21 de febrero de 2018, GEMSA firmó un acuerdo con BLC Asset Solutions B.V. (“**BLC**”) para la compra de equipos a ser instalados en las plantas de generación de energía eléctrica ubicadas en Río Cuarto, Provincia de Córdoba y en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires con el fin de llevar a cabo expansiones a través de cierres de ciclo en ambas centrales. El mismo, junto con sus posteriores enmiendas, prevé la financiación por parte de BLC de USD 61.244.711, donde el capital será amortizado en 7 cuotas, siendo la primera cuota el 14 de septiembre de 2020 y la última el 6 de marzo de 2023, devengando una tasa de interés nominal anual mínima de 11,5%. El saldo de capital a la fecha de este Prospecto asciende a USD 61.244.711,16, de los cuales USD 13.037.210 corresponden a deuda financiera según el compromiso irrevocable firmado el 22 de Julio de 2019 y USD 48.207.501 corresponden a deuda comercial. Para mayor información sobre la deuda comercial por compra de equipos con BLC véase “-Obligaciones Contractuales”.

En garantía de las deudas antes mencionadas. GEMSA se obligó a preñar a favor de BLC ciertos equipos, en la medida que fueran recibidos y nacionalizados sus componentes en territorio argentino. Dichos equipos consisten en dos turbinas de gas Siemens SGT-800, siete calderas y tres turbinas de vapor marca Siemens que serán instalados en la Central Térmica M. Maranzana y en la Central Térmica Ezeiza en el marco de nuestros proyectos de expansión. A la fecha del Prospecto, GEMSA ya ha preñado componentes de las siete calderas que representan el 90% de las mismas, tanto en Ezeiza como en Río Cuarto y se encuentra a la espera del arribo del resto de los componentes indicados para ampliar las prendas en ambas jurisdicciones.

Deuda de CTR

Títulos de Deuda

El 17 de noviembre de 2015, CTR emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase II por un monto de capital total de ARS 270 millones. Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 2%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en diez cuotas consecutivas trimestrales equivalentes al 10% del valor nominal de las obligaciones negociables. Sus correspondientes fechas de pago son en agosto de 2018, noviembre de 2018, febrero de 2019, mayo de 2019, agosto de 2019, noviembre de 2019, febrero de 2020, mayo de 2020, agosto de 2020 y noviembre de 2020. A la fecha del presente Prospecto, el saldo de capital asciende a ARS 27 millones.

Con fecha 24 de julio de 2017, CTR emitió, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase IV por un monto de capital total de ARS 291.1 millones por lo cual se suscribió una porción en efectivo y el remanente mediante un canje voluntario con las obligaciones negociables clase III (CTR). Las obligaciones negociables devengan intereses a una tasa equivalente a la tasa BADLAR más 5%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en un único pago equivalente al 100% en la fecha de vencimiento es decir el 24 de julio de 2021. A la fecha del presente Prospecto, el saldo de capital de las obligaciones negociables clase IV asciende a ARS 291.1 millones.

Préstamo Ciudad

El día 4 de agosto de 2017, CTR obtuvo un préstamo del Banco Ciudad de Buenos Aires por USD 9.200.000 en 36 cuotas, con un período de gracia de 6 meses. Dicha amortización se realizará en cuotas trimestrales de capital y un interés a tasa fija del 6% pagadero en forma trimestral, cediendo en garantía ciertos contratos celebrados por RGA. A la fecha de este Prospecto, el capital adeudado asciende a USD 4,4 millones.

Deuda del Garante

El 15 de junio de 2017, el Garante emitió y colocó en Argentina, en el marco de su programa global de obligaciones negociables, obligaciones negociables clase III por un monto de capital total de ARS 255.8 millones por lo cual se suscribieron mediante un canje voluntario con las ON Clase I y las ON Clase II. Las obligaciones negociables devengan intereses sobre el monto de capital pendiente de pago a una tasa equivalente a la tasa

BADLAR más 4,25%. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital se pagará en tres cuotas consecutivas trimestrales: las dos primeras equivalen, cada una, al 30% del valor nominal de las obligaciones negociables mientras la tercera equivale al 40% restante de dicho valor. Sus correspondientes fechas de pago son en diciembre de 2020, marzo de 2021 y junio de 2021. El saldo a la fecha del presente Prospecto es de ARS 255.8 millones.

Deuda de GECEN

Con fecha 23 de abril de 2018, GECEN en conjunto con Albanesi Energía S.A., como prestatarias, Credit Suisse AG, London Branch como agente administrativo, Credit Suisse Securities (USA) LLC y UBS Securities LLC como joint lead arrangers, UBS AG Stamford Branch, Banco Hipotecario S.A., BACS Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. y Credit Suisse AG Cayman Islands Branch, celebraron un contrato de préstamo por un monto de hasta trescientos noventa y cinco millones de dólares estadounidenses (USD 395.000.000).

El Capital estaba previsto para ser desembolsado en dos tramos, el “Tramo A” y el “Tramo B”, y cancelado en un plazo de hasta 5 (cinco) años para el Tramo A y de hasta 6 (seis) años para el Tramo B. Con fecha 25 de abril de 2018 se desembolsaron USD 65.000.000 correspondientes al Tramo B del préstamo. Como consecuencia del contexto macroeconómico observado a partir del mes de mayo de 2018, con fecha 16 de octubre del mismo año, GECEN, en acuerdo con los acreedores, decidió terminar el Tramo A del préstamo, quedando vigente el Tramo B desembolsado el 25 de abril por USD 65.000.000.

El 7 de marzo de 2019 se cerró con los acreedores del Tramo B un acuerdo de *forbearance* en relación al contrato de préstamo con el objeto de establecer un marco para el repago del saldo pendiente por USD 52.981.896. De dicho acuerdo surgieron contratos complementarios donde se estableció que los montos adeudados deberán pagarse de la siguiente manera:

(i) USD 24.383.333 a pagar en cuatro años, en nueve cuotas trimestrales de capital comenzando en marzo 2021, y pagos trimestrales de interés a partir del 20 de marzo de 2019, con una tasa de 7,75% anual. Este acuerdo fue firmado por GECEN y por ASA, en carácter de co-deudor.

(ii) USD 12.800.000 pagaran intereses trimestrales a partir del 20 de junio de 2019, devengando una tasa de interés de 13,09% anual, cuyo repago de capital se dividió a su vez en dos tramos: (a) USD 5.000.000, a pagar en cuatro cuotas trimestrales comenzando en junio de 2019, tramo que a la fecha se encuentra íntegramente cancelado, y (b) USD 7.800.000 a pagar en cuatro años, en nueve cuotas trimestrales de capital comenzando en marzo 2021. Este acuerdo fue firmado por GECEN, como deudor, y por ASA y GEMSA, como co-deudores.

Por el saldo remanente de USD 15.798.563 se ha firmado un nuevo acuerdo complementario con fecha 23 de octubre 2019, estableciendo que devenga intereses a una tasa de 13,09% anual. Los intereses devengados del 8 de marzo 2019 al 20 de septiembre 2020 serán capitalizados en diciembre 2020. El repago de capital se realizará en nueve cuotas trimestrales comenzando en marzo 2021. Este acuerdo fue firmado por GECEN, como deudor, y por ASA y GEMSA, como co-deudores.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta nuestras obligaciones contractuales (sin incluir intereses) en base a los datos disponibles al 30 de junio de 2020, desglosadas por período anual. Los montos no incluyen los intereses futuros. Los montos en Pesos se convirtieron de dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor relativo a dólares estadounidenses publicado por el Banco de la Nación Argentina el 30 de junio de 2020 de \$ 70,46 igual a USD 1,00.

	Total al 30 de junio de 2020	al 30 de junio de 2021	al 30 de junio de 2022	al 30 de junio de 2023	al 30 de junio de 2024	al 30 de junio de 2025	Más de 6 años
(en miles de pesos)							
Deuda financiera	43.439.165	10.901.668	5.235.995	3.627.121	23.674.381	-	-
Deuda contractual comercial(1)							
Siemens Suecia - Rio IV (CC) 1TG SGT 800	720.215	720.215	-	-	-	-	-

Siemens Suecia - Ezeiza (CC) 1TG SGT 800	881.379	881.379	-	-	-	-	-
Siemens Austria	1.157.057	-	1.157.057	-	-	-	-
Siemens Suecia - 2 TGs SGT 800 (Arroyo seco)	1.402.900	1.402.900	-	-	-	-	-
VOGT caldera (Arroyo Seco)	660.053	660.053	-	-	-	-	-
BLC - Financiación	3.396.700	776.456	1.386.528	1.233.717	-	-	-
PW - Financiación Turbina Frías (2)	901.183	901.183	-	-	-	-	-
Subtotal	9.119.487	5.342.186	2.543.585	1.233.717	-	-	-
Total	52.558.652	16.243.854	7.779.580	4.860.838	23.674.381	-	-

(1) Esta deuda consiste principalmente en deuda con nuestros proveedores.

(2) Esta deuda se encuentra garantizada mediante la prenda en sobre un generador eléctrico, una turbina de energía, un generador de gas y una sala de control ubicados en la Central Térmica Generación Frías; y la cesión fiduciaria de todos los derechos de cobro de titularidad de GEMSA bajo el contrato de venta de energía celebrado con CAMMESA el 16 de septiembre de 2020 bajo la Resolución S.E. 220/07 en relación con la Central Térmica Generación Frías.

3. Información sobre Tendencias

Nuestros Ingresos y Costos

Actualmente nuestros ingresos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado surgen principalmente de la venta de nuestra capacidad de generación y de la energía eléctrica generada asociada a esa capacidad en virtud de los siguientes marcos regulatorios:

- (i) *Resolución SE 220/2007*. En el marco de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE a largo plazo (comúnmente con plazos de diez años) expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por mes por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que el 92% de nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores). Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.
- (ii) *Resolución SEE 21/2016*. En el marco de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de CCEE de 10 años expresados en dólares estadounidenses. La contraprestación que recibimos a cambio por parte de CAMMESA en virtud de estos contratos se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad comprometida en el marco de un régimen de compra garantizada (*take or pay*), en virtud del cual recibimos este precio en la medida en que nuestra capacidad comprometida se encuentre disponible o en mantenimientos programados y autorizados por CAMMESA. CAMMESA cobrará una multa (calculada por hora en dólares estadounidenses) en caso de indisponibilidad forzada de nuestra capacidad y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (tales como salarios, gastos operativos y administrativos, mantenimientos menores y seguro), el cual varía de acuerdo a la energía generada a solicitud de CAMMESA y al tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una remuneración menor respecto al combustible líquido dado que los costos operativos asociados son menores).

Asimismo, el precio que CAMMESA paga en virtud de estos contratos incluye el reconocimiento de los cargos asociados al transporte eléctrico.

- (iii) *Energía Plus*: Vendemos electricidad a industrias catalogadas como grandes usuarios de energía eléctrica en virtud de CCEE con plazos de entre uno y dos años, expresados en dólares estadounidenses. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el tomador en virtud de estos contratos. Los CCEE no contemplan un compromiso de compra garantizada (take or pay) y, por consiguiente, ello representa para nosotros un EBITDA Ajustado menos estable en relación con nuestras ventas concretadas en virtud de los marcos regulatorios dispuestos en la Resolución SE 220/2007 y el programa Energía Base. No obstante, en general, podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los tomadores a partir del consumo histórico, lo cual nos ayuda a redactar nuestros contratos teniendo en cuenta dichos datos.
- (iv) *Energía Base*: En virtud del marco regulatorio del programa Energía Base, para la capacidad instalada antes del 17 de marzo de 2006, vendemos nuestra capacidad de generación y energía eléctrica a CAMMESA en virtud de un acuerdo regulatorio con compromiso de compra garantizada (take or pay). Hasta febrero de 2017 era en Pesos argentinos (sin celebrar ningún contrato de compraventa de energía), y pasó a ser en dólares americanos de dicha fecha hasta febrero 2020 en virtud de las Resoluciones SEE 19/2017 y luego la SGE 1/2019. En febrero de 2020 la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020 emitida por la nueva Administración, cuyos considerandos plantearon la necesidad de adaptar los criterios de remuneración establecidos por la Resolución 1/2019, considerando que la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, impactan sobre dicha remuneración, dada la mayor variación del tipo de cambio por sobre los costos de producción, que deviene en la necesidad de restablecer la relación entre ellos. En función de ello la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que implica: (i) reducción y pesificación de los valores remuneratorios de potencia para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (ii) pesificación de los valores remuneratorios variables para generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM; (iii) modificación de los criterios de remuneración de los generadores térmicos incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores habilitados con motores de combustión interna menores o iguales a 42 MW; y (b) criterios remuneratorios diferenciales para aquellos generadores que no efectúen un compromiso de disponibilidad garantizada; (iv) introducción de un criterio remunerativo por disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento.

Para más información acerca de estos marcos regulatorios, ver “*Información de las Co-Emisoras y del Garante—Nuestros clientes*” y “*La industria eléctrica en Argentina y su regulación—Regulaciones que afectan a los generadores eléctricos*”.

Nuestros costos por ventas se relacionan principalmente con los siguientes conceptos: (i) el costo de adquisición de energía eléctrica (principalmente en el marco regulatorio del programa Energía Plus y la compra de capacidad de generación de respaldo); (ii) la depreciación de los activos fijos; (iii) los costos de mantenimiento; (iv) salarios y cargas sociales; y (v) los costos de seguro.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el 58%, el 33%, el 4% y el 5% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007, SEE 21/2016 y los programas Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, el 60%, el 34%, el 4% y el 2% de nuestro EBITDA Ajustado surge de las ventas realizadas en virtud del marco regulatorio impuesto por la Resolución SE 220/2007, SEE 21/2016 y los programas Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para conocer mayor información acerca de estos marcos regulatorios, ver “*La industria eléctrica en Argentina y su regulación— Normas con influencia en generadores eléctricos*”. Tales marcos regulatorios implican la celebración de contratos de compraventa de energía a largo plazo con CAMMESA, denominados en dólares estadounidenses, en virtud de los cuales venderemos nuestra disponibilidad de capacidad de generación de energía en el marco de un régimen de compra garantizada (take or pay) además de la energía eléctrica despachada. No podemos garantizar, sin embargo, que los cambios regulatorios y en las políticas implementadas en Argentina no afectarán nuestro negocio ni los resultados de las operaciones en el futuro. Para una descripción de los riesgos regulatorios en Argentina, ver “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina*” y

para una descripción de los riesgos asociados al sector eléctrico argentino, ver “Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con el sector energético argentino”.

Nuestra capacidad para generar energía eléctrica depende de la disponibilidad de gas natural y, en mucha menor medida, de fueloil. De acuerdo con determinados CCEE celebrados dentro del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación de energía eléctrica y no podemos trasladar el costo del combustible a nuestros clientes. El suministro o el precio del gas natural que se utiliza en las centrales eléctricas que operamos se ha visto afectado en varias oportunidades –y seguirá viéndose afectado- por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar un mayor volumen de gas natural a precios más altos que el precio aplicable a la oferta interna como resultado de la baja producción interna y la redistribución de gas dispuesta por la SE, dada la actual escasez de oferta y la continua caída de las reservas. Comúnmente, los precios más altos del gas perjudican nuestro margen bruto en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus.

Condiciones económicas argentinas

Debido al hecho de que nuestros activos, operaciones y clientes se encuentran en Argentina, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial se ven afectados en gran parte por las condiciones políticas y macroeconómicas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido un fuerte impacto en nuestros negocios y se espera que estos efectos continúen en el futuro. El nuevo gobierno deberá corregir los desequilibrios macroeconómicos de la Argentina y deberá recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales, en un contexto adverso marcado por una fuerte crisis económica tanto a nivel local como internacional, acentuada por la pandemia provocada por el COVID-19. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina”.

La siguiente tabla presenta indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos señalados

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
PBI Real (% cambio)	2,9	(2,5)	(2,2)
Índice de Precios al Consumidor (% cambio)	24,8	47,6	53,8
Tipo de cambio nominal (en \$/USD al 31 de diciembre) ⁽¹⁾ ...	17,7	38,6	63
Balanza Comercial (en millones de USD).....	(8.471)	(3.820)	15.990
Saldo fiscal primario (sin intereses) (como % del PBI)	(3,9)	(2,4)	(0,96)
Deuda Pública (% del PBI al 31 de diciembre).....	59	64,1	72
Tasa de desempleo al cierre del período (% cambio)	7,2	9,1	8,9

(1) Tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (*divisas*) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Ver “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina. 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 nuestra capacidad para acceder al crédito y los mercados de capital”.

Impacto del COVID-19 en nuestro negocio

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud decretó el estado de pandemia a nivel mundial por el brote del virus denominado “COVID-19”, comúnmente conocido como “Coronavirus”, que habría tenido su origen en la ciudad de Wuhan, capital de la provincia de Hubei, en China, pero que en cuestión de meses se propagó a todos los países, incluyendo a la República Argentina. La propagación continua del virus ha llevado a la ruptura y volatilidad en los mercados de capitales globales, aumentando la incertidumbre económica. Es probable que la pandemia cause una crisis económica con una duración potencialmente extensa.

La mayoría de los gobiernos, incluida Argentina, han tomado medidas cada vez más estrictas para ayudar a contener la propagación del virus, incluido el cierre de las fronteras del país; la reducción drástica del transporte por aire, agua, ferrocarril y carretera, aislamiento de la población, cuarentena y restricciones de libre circulación, y cierre de negocios. Para mayor información sobre las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para paliar los efectos de la pandemia, véase “La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19” en la sección “Factores de Riesgo”. Estas medidas generan la ralentización o suspensión de la mayoría de las actividades no esenciales y, consecuentemente, están afectando de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a la interrupción o ralentización de las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica.

Las situaciones mencionadas han afectado la industria energética en el país, en relación al mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 6% desde el inicio del aislamiento. Asimismo, producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos en más de 30 días. Por otro lado, CAMMESA suspendió momentáneamente el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20. Estas medidas afectan de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos, dificultando el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad del parque instalado.

La actividad principal de las Co-Emisoras ha sido clasificada como esencial por el Gobierno Nacional y, por lo tanto, la Emisora ha continuado operando sin que esta situación afectara nuestros ingresos, y no hemos registrado un impacto significativo en el plazo de cobro de nuestra facturación. Asimismo, las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino no han tenido un impacto importante en el desarrollo de nuestros proyectos de expansión, dado que las obras ya se encontraban reducidas al mínimo antes de que el brote del COVID-19 llegara a nuestro país. Las mencionadas expansiones tenían como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. GEMSA ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. En este sentido, la nueva fecha de inicio de operación comercial comprometida se extendió al 4 de junio de 2023. En ese contexto, el avance del proyecto se ha limitado a la realización de los pagos mínimos en el marco de los contratos de compra de equipamiento hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial.

El Grupo Albanesi continúa tomando medidas para mitigar los riesgos potenciales para los clientes, proveedores y empleados que representa la propagación de COVID-19. En esta línea, se ha actualizado e implementado un plan de pandemia en todas las empresas para abordar aspectos específicos del COVID-19 a través de protocolos de seguridad, respuesta de emergencia, continuidad del negocio y medidas de precaución. Asimismo, se han tomado precauciones adicionales para los empleados que trabajan en sus centrales eléctricas y ha implementado políticas de teletrabajo cuando fuera apropiado, enfocándose en proporcionar un servicio seguro e ininterrumpido a sus clientes, lo que incluye la adquisición de equipamientos físicos sólidos y la implementación de medidas de ciberseguridad para garantizar que sus sistemas sigan siendo funcionales con una fuerza laboral parcialmente remota. Al 30 de junio de 2020, no ha habido impacto adverso importante en las operaciones comerciales y el servicio al cliente debido al trabajo remoto.

Las Co-Emisoras no son beneficiarias de ningún programa creado por el Gobierno Argentino en el marco de la pandemia del virus COVID-19, incluyendo, sin limitación al Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción para empleadores y trabajadores, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17/05/2020 y mod.

El alcance final del brote de Coronavirus y su impacto en la economía global y del país es desconocido. Por lo tanto, no puede cuantificarse razonablemente en qué medida el Coronavirus y sus consecuencias en la economía afectarán a futuro el negocio del Grupo y los resultados de sus operaciones. La gerencia continuará, revisará y modificará planes a medida que cambian las condiciones a fin de garantizar el cumplimiento de las tareas de operación y mantenimiento en tiempo y forma, la recalendarización de inversiones y la búsqueda de oportunidades de financiamiento en condiciones razonables de mercado.

Para más información sobre el impacto de esta pandemia y su efecto en la economía argentina, y en el negocio de las Co-Emisoras, por favor ver *“La propagación del nuevo coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y el rápido desarrollo y propagación de esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para las Co-Emisoras”* y *La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19”* en la sección *“Factores de Riesgo”* del presente Prospecto.

Oferta y demanda de electricidad en Argentina

Si bien gran parte de nuestros ingresos consolidados y de nuestro EBITDA Ajustado surge de pagos fijos por capacidad en virtud de los CCEE a largo plazo que celebramos con CAMMESA en virtud de la Resolución SE 220/2007 y SEE 21/2016, los cuales no varían en función de cambios en la demanda de energía eléctrica, los resultados de nuestras operaciones se han visto –y seguirán viéndose- afectados por los cambios en la oferta y demanda de electricidad en Argentina, en tanto la oferta y la demanda de electricidad tienen un impacto en la energía despachada, en los costos del combustible y, en última instancia, en los precios de la electricidad, así como en el crecimiento del sector energético en el mediano y en el largo plazo.

La demanda de electricidad depende en gran parte de las condiciones políticas y económicas oportunamente vigentes en Argentina además de factores estacionales. En líneas generales, la demanda de electricidad varía en función de la tasa de crecimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas suelen consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar las correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Es por ello que la demanda de energía se ve afectada por las medidas adoptadas por el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas relativas a inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas. Después de la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina registró un crecimiento constante todos los años, impulsado por una recuperación de la economía y el congelamiento de las tarifas. Las políticas y regulaciones del gobierno argentino en respuesta a la crisis se tradujeron en distorsiones en el mercado, especialmente en términos de precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Estas distorsiones generaron una brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina, especialmente desde el año 2012, llevando a cortes voluntarios y forzosos en el suministro de electricidad en épocas de mayor consumo estacional.

De acuerdo con CAMMESA, durante el año 2015 se observó un crecimiento en la demanda de electricidad del 4,5% en comparación con 2014, incrementándose el consumo de 126.421 GWh a 132.109 GWh y, en el año 2016, la demanda creció un 0,7% en comparación con 2015, incrementándose el consumo de 132.109 GWh a 133.100 GWh. Durante el primer trimestre de 2016, producto de factores estacionales, la escasez de energía alcanzó un valor aproximado de 3.250 MW, lo cual se tradujo en grandes importaciones de electricidad, principalmente desde Brasil.

Con el objeto de evitar tales restricciones, la administración de Cristina Fernández de Kirchner durante los años 2006 y 2007 había comenzado a tomar medidas para incrementar la capacidad instalada mediante las Resoluciones SE 1281/2006 y SE 220/2007. Tales marcos buscaron incentivar la inversión en nuevas unidades de generación mediante la instrumentación de contratos con privados y con CAMMESA que brindaron ingresos estables, predecibles y en dólares que permitieran repagar el capital invertido.

La administración de Mauricio Macri profundizó este camino mediante las licitaciones de contratos realizadas en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016 y SEE 287/2017. Adicionalmente se incentivó la instalación de energías renovables y se implementaron políticas tendientes a eliminar parcialmente las distorsiones de precios antes mencionadas, fundamentalmente mediante aumentos en el precio de la electricidad en el marco de la recomposición de tarifas principalmente para el consumo comercial y residencial.

La disímil performance de la economía durante los últimos 5 años impactó en la demanda de energía, la cual, entre los años 2015 y 2019, cayó 2,4% pasando de 132.109 GWh a 128.915 GWh. Adicionalmente, el surgimiento y la propagación de un virus denominado "Coronavirus" (o COVID-19) hacia fines del año 2019, implicó que se avancen con ciertas medidas de carácter extraordinario que afectaron la industria energética en el país, y particularmente el mercado de generación. Durante los primeros 6 meses de 2020, la demanda cayó 0,5% respecto al mismo período del 2019. La caída estuvo explicada fundamentalmente por la industria que, por las restricciones asociadas al aislamiento social, preventivo y obligatorio, contrajo la demanda de energía en 12,3% para el período mencionado. Esta caída fue compensada parcialmente por la demanda residencial que, por el mismo motivo, se incrementó un 10,3%. Para mayor información sobre las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional en relación con la pandemia del COVID-19, véase "*Factores de Riesgo - La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19*".

Es razonable esperar que, en tanto y en cuanto Argentina retome una senda de crecimiento y normalidad macroeconómica, la demanda de energía vuelva a crecer.

Toda la regulación publicada por la actual Secretaría de Energía asociada a proyectos de generación en ejecución (Nota SE 37458730) apunta a darle una mayor flexibilidad en el cómputo de plazos de habilitación

comercial y puesta en marcha de dichos proyectos. Estas decisiones regulatorias permiten concluir que es de interés de la actual administración que se avance con los proyectos de eficiencia energética y renovable que tengan cierto grado de avance. Dichos proyectos implicarán una mejora en la tecnología/eficiencia y la renovación del parque de generación.

Para mayor detalle ver la sección “*La industria eléctrica en Argentina y su regulación*”.

Nuestra ampliación de capacidad

El Grupo Albanesi busca constantemente desarrollar nuevos proyectos con el objeto de satisfacer las necesidades del sistema y generar nuevas oportunidades de negocios con un equipo con experiencia en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de los mismos. Ha desarrollado proyectos, y contraído un total de 1450 MW desde 2006, de los cuales 1280 MW han sido dentro de las subsidiarias de Albanesi.

En 2018, las emisoras han finalizado las ampliaciones adjudicadas en 2016 y 2017 por un total de 460 MW. Asimismo, en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con nuevos CCEE con CAMMESA por un total de 251 MW que implicarán la instalación de 283 MW de nueva capacidad nominal en Central Térmica M. Maranzana (129 MW) y Central Térmica Ezeiza (154 MW). Dicha licitación pública tuvo como objetivo la mejora en la eficiencia del sistema de generación eléctrica, por lo que se focalizó en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. En el caso de las expansiones del Grupo, en ambos casos involucra cerrar el ciclo de turbinas que operan actualmente a ciclo abierto.

Ampliación C.T. Modesto Maranzana

Durante el año 2017, comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SE 220/2007, culminando el plan de expansión que había arrancado el Grupo en esta central en el año 2016. La central opera actualmente con una capacidad nominal instalada de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada por 113 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica M. Maranzana. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 129 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las dos turbinas instaladas durante 2017 y el cierre de ciclo de las tres turbinas mencionadas.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. En este sentido, la nueva fecha de inicio de operación comercial comprometida se extendió al 4 de junio de 2023. En ese contexto, el avance del proyecto se ha limitado a la realización de los pagos mínimos en el marco de los contratos de compra de equipamiento hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial.

Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT-800 de 54 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de una turbina de vapor Siemens SST-600 de 75 MW y tres calderas marca VOGT Power International Inc. (una por cada turbina de gas). De tales equipos, se encuentran en el país casi la totalidad de las calderas y partes de la turbina de gas y de la de vapor. Adicionalmente, se han adquirido dos transformadores de potencia marca Tubos Trans Electric, uno de 75 MVA que ya fue entregado y otro de 85 MVA el cual está en fabricación.

Ampliación C.T. Ezeiza

En el marco de la Resolución SEE 21/2016, durante el mes de febrero de 2018 comenzaron a operar los últimos 54 MW correspondientes a la segunda etapa de la construcción de esta nueva central térmica, llevando la capacidad instalada a 150 MW. Los primeros 100 MW habían comenzado a operar en julio de 2017.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA resultó adjudicada con CCEE por 138 MW de capacidad comprometida para la Central Térmica Ezeiza. Para cumplir con este compromiso se planea expandir la capacidad instalada de la central en 154 MW. La ampliación consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW nominales de ciclo abierto de idénticas características a las tres turbinas instaladas durante 2017 y 2018 y cerrar el ciclo de las cuatro turbinas mencionadas.

La mencionada expansión tenía como fecha comprometida de inicio diciembre 2020. Atendiendo la coyuntura macroeconómica adversa de Argentina durante el 2019 y la dificultad de poder avanzar con financiamientos que permitan obtener los recursos para completar los proyectos, con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos. La Sociedad ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución y manifestó como nueva fecha de inicio de operación comercial el 6 de diciembre de 2022. Adicionalmente, con fecha 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión por 180 días del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. En este sentido, la nueva fecha de inicio de operación comercial comprometida se extendió al 4 de junio de 2023. En ese contexto, el avance del proyecto se ha limitado a la realización de los pagos mínimos en el marco de los contratos de compra de equipamiento hasta contar con el financiamiento que garantice la finalización de las obras e inicio de operación comercial.

Al día de la fecha se firmaron acuerdos con Siemens Industrial Turbomachinery AB para la compra de la turbina SGT-800 de 54 MW y un acuerdo global para el cierre de ciclo que involucra la adquisición de dos turbinas de vapor SST-600 de 50 MW cada una y cuatro calderas marca VOGT Power International Inc (una por cada turbina de gas. De tales equipos, se encuentran en el país casi la totalidad de las calderas y partes de la turbina de gas y de la de vapor. Adicionalmente, se han adquirido los tres transformadores de potencia marca Tubos Trans Electric de 75 MVA, uno de los cuales ya ha sido entregado, mientras que los dos restantes se encuentran terminados y listos para entregar.

Disponibilidad y despacho

Vendemos nuestra disponibilidad para la generación de capacidad y electricidad a CAMMESA de conformidad con CCEE a largo plazo en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016 y SE 220/2007 y el régimen del programa Energía Base. También vendemos nuestra electricidad a grandes tomadores privados en el marco de Energía Plus.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y de las principales condiciones para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras centrales eléctricas (excepto Solalban) en funcionamiento al 30 de junio de 2020:

Central Eléctrica	Regulación	Tomador	MW de capacidad comprometida (o utilizada en el caso de Energía Plus) por contrato/marco regulatorio	Plazo	Moneda	Precio de Capacidad Comprometida a USD / MW por hora	Precio de Energía USD/MWh ⁽²⁾	Plazo Contractual Restante Promedio Ponderado	Proveedor de Gas Natural ⁽³⁾
Central Térmica M. Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1 a 2 años	USD	--	61,0	NA	RGA
	Energía Base	CAMMESA	70	NA	USD ⁽⁴⁾	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años	USD	22,10	7,83 (gas) / 8,32 (gasoil)	2 meses	CAMMESA
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	90	10 años.	USD	21,82	8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	7 años	CAMMESA
Central Térmica Independencia	Res. 220/ 2007	CAMMESA	100	10 años	USD	23,50	7,52 (gas) / 7,97 (gasoil)	1 año y 5 meses	CAMMESA
Central Térmica Independencia #1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años	CAMMESA
Central Térmica	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años y 6 meses	CAMMESA

Independencia #2										
Central Térmica Ezeiza	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	USD	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años	CAMMESA	
Central Térmica Ezeiza #2	Res. 21/2016	CAMMESA	46,5	10 años	USD	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	7 años y 6 meses	CAMMESA	
Central Térmica Riojana	Energía Base	CAMMESA	40	NA	USD ⁽⁴⁾	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA	
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	45	10 años.	USD	23,00	11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	6 años y 9 meses	CAMMESA	
Central Térmica La Banda ⁽¹⁾	Energía Base	CAMMESA	30	NA	USD ⁽⁴⁾	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA	
Central Térmica Roca	Res. 220/ 2007	CAMMESA	116,7	10 años	USD	17,18	10,28 (gas) / 14,18 (gasoil)	2 años	CAMMESA	
	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55	10 años	USD	43,72	5,38 (gas/gasoil)	8 años y 1 mes	CAMMESA	
Generación Frías	Res. 220/ 2007	CAMMESA	55,5	10 años	USD	26,40	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	5 años y 4 meses	CAMMESA	
Generación Rosario	Energía Base	CAMMESA	140	NA	USD ⁽⁴⁾	4,80 ⁽⁴⁾	5,00 (gas) / 7,70 (gasoil)	NA	CAMMESA	

(1) El inmueble donde se encuentra ubicada esta central no es de nuestra propiedad. Ver la sección “Actividad comercial—Nuestras centrales eléctricas—Central Térmica La Banda.”

(2) Precio por electricidad vendida.

(3) El gasoil es suministrado por CAMMESA.

(4) El precio corresponde al promedio de enero a junio de 2020. Los meses de febrero a junio son en pesos de acuerdo a la Res 31/20 y están dolarizados al tipo de cambio oficial de cierre de cada mes respectivamente.

CAMMESA solicita el despacho de electricidad a las empresas generadoras en función de diferentes criterios, incluida la eficiencia de las centrales eléctricas, la falta de disponibilidad del sistema, la tensión de la red, la disponibilidad de combustible y la ubicación de la demanda, entre otros factores.

Precios de la electricidad

Nuestros ingresos consolidados y nuestro EBITDA Ajustado dependen fuertemente de los precios que podemos cobrar por nuestra capacidad de generación y por la electricidad que despachamos. Durante el trimestre finalizado el 30 de junio de 2020, en virtud de los CCEE que celebramos en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 24,09 y en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016, el precio fijo promedio ponderado de MW por hora por la disponibilidad de energía comprometida por contrato fue de USD 29,36.

Bajo el marco de la Res. SE 220/2007, el precio fijo de capacidad se negoció con CAMMESA al momento de celebrar los contratos en base al del monto de la inversión, tipo y eficiencia de la tecnología instalada, y disponibilidad de energía comprometida por contrato de acuerdo a las condiciones en las que operará la turbina.

Bajo el marco de la Res. SEE 21/2016, el precio fijo de capacidad fue aquél establecido en la oferta presentada por la compañía en el proceso de licitación llevado a cabo.

Al 30 de junio de 2020, los contratos de compraventa de energía que celebramos con CAMMESA en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 para las centrales eléctricas que operamos en funcionamiento (507,2 MW) tenían un plazo restante promedio de aproximadamente 4,1 años, calculado por un promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Al 30 de junio de 2020, los contratos de compraventa de energía que celebramos con CAMMESA en virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 para las centrales eléctricas operativas (231,5 MW) tenían un plazo restante promedio de aproximadamente 7,2 años, calculado por un promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato.

Durante el trimestre finalizado el 30 de junio de 2020, en virtud de los contratos de compraventa que celebramos con tomadores privados en el marco regulatorio del programa Energía Plus, el precio monómico promedio ponderado por MWh era de USD 61,0. Los contratos de compraventa de energía que celebramos en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus comúnmente tienen plazos de entre uno y dos años y se trata de contratos que no contemplan la modalidad “take or pay”. Asimismo, de acuerdo a lo estipulado bajo el

marco regulatorio del programa Energía Base y su reciente modificación bajo la Resolución 31/2020 los precios de potencia y energía se pesificaron, al 30 de junio de 2020, el precio promedio ponderado de MW por hora de nuestra disponibilidad de potencia comprometida en virtud de dichos acuerdos expresados en USD y ARS es de USD 4,80/ ARS 432. El precio por MWh de la electricidad efectivamente despachada se actualizó a USD 5,00/ ARS 324. En el caso de utilizar gas y USD 7,70/ ARS 524 utilizando gasoil (en cada caso, sin incluir el combustible, el cual suministra CAMMESA).

La siguiente tabla presenta los precios promedio ponderado de nuestra capacidad o energía despachada, según corresponda, para los períodos señalados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Correspondiente al período finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
Resolución SEE 21/2016				
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	30,00	29,39	29,36	29,36
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	8,50	8,50	8,50	8,50
Resolución SE 220/2007				
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	21,70	22,56	24,09	24,09
Precio de energía USD/MWh(1)(2)	9,16	9,07	8,75	8,75
Energía Plus(3)	74,80	74,90	67,40	61,0
Energía Base(4) (5)				
Precio de capacidad (USD / MW por hora)	9,59	9,59	8,56	4,80
Precio de energía USD/MWh(1) (4)	7,00	7,00	5,40	5,00

- (1) Precio por electricidad vendida.
- (2) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural.
- (3) Calculado como el promedio simple de todos los contratos de compraventa de energía en vigencia conforme a este marco regulatorio.
- (4) Precio promedio por MW calculado bajo el supuesto de generación por combustión de gas natural correspondiente a Central Térmica M. Maranzana, Central Térmica La Banda y Central Térmica Riojana y por generación a fuel oil correspondiente a GROSA.
- (5) El precio corresponde al promedio de enero a junio de 2020. Los meses de febrero a junio son en pesos de acuerdo a la Res 31/20 y están dolarizados al tipo de cambio oficial de cierre de cada mes respectivamente.

Fluctuaciones del tipo de cambio

A partir de febrero de 2017, todas las tasas contempladas en nuestros CCEE se denominan en dólares estadounidenses y se pagan en Pesos argentinos. En virtud del marco regulatorio dispuesto por las resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, incluso en los contratos firmados bajo la Resolución SEE 287/2017, las tasas denominadas en dólares estadounidenses se convierten a Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 3500 el día hábil inmediatamente anterior a la correspondiente fecha de vencimiento de la factura en vez de a la fecha efectiva de pago. En caso que CAMMESA realice los pagos en un plazo superior a la fecha de vencimiento, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en nuestros resultados en la medida en que exista una devaluación del Peso entre la fecha de vencimiento y la fecha efectiva de pago. Asimismo, los agentes generadores son remunerados con intereses compensatorios por la mora incurrida.

En el marco del programa Energía Plus, las facturas expresadas en dólares estadounidenses se pagan en Pesos al tipo de cambio al cierre del Banco de la Nación Argentina vigente el día anterior al pago efectivo de las facturas. Los ciclos de facturación y cobro en el marco del programa Energía Plus son significativamente más cortos, lo cual disminuye el impacto negativo generado por fluctuaciones en el tipo de cambio.

Una parte importante de nuestros costos operativos y de nuestra deuda se denomina en dólares estadounidenses, lo cual creemos genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Nuestros resultados operativos se han visto –y continuarán viéndose- afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso en relación con el dólar estadounidense. La depreciación del Peso se traduce en mayores ingresos en Pesos correspondiente a las tasas denominadas en dólares estadounidenses. Sin embargo, tal devaluación tiene un impacto negativo en el resultado neto de nuestros activos financieros denominados en Pesos.

Facturación y cobro

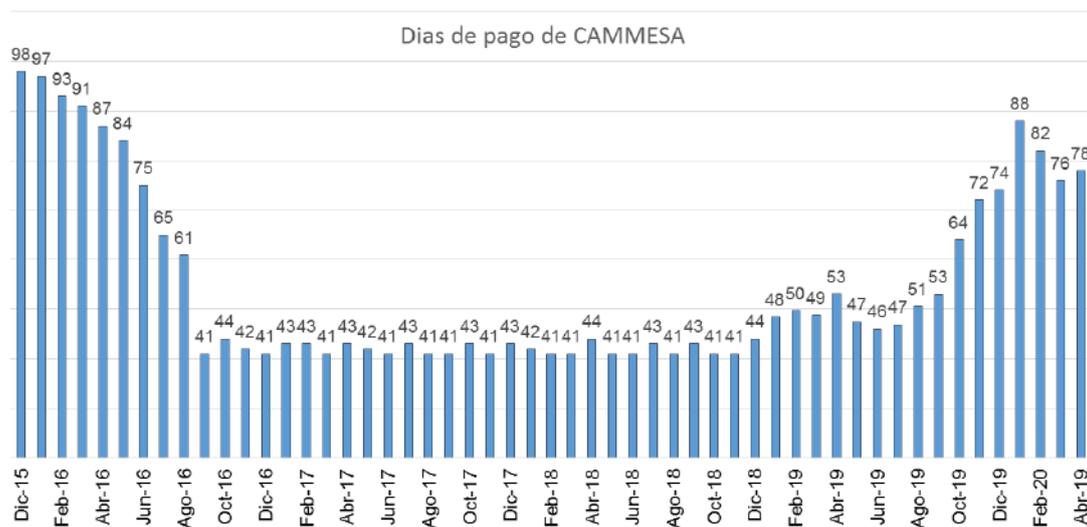
En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA tenemos derecho a recibir los pagos al tercer día hábil posterior al cual CAMMESA recibe el pago de los agentes deudores (Distribuidoras, Grandes Usuarios). Dichos agentes deudores tienen un plazo de pago estipulado regulatoriamente en 39 días. En un

escenario normalizado los agentes acreedores (generadores de energía) deberían recibir pagos a los 41 días del cierre de la transacción económica mensual que ocurre el primer día de cada mes.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 21/2016 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017 y la SE 220/2007. Por su parte, en virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio dispuesto por la Resolución SE 220/2007 se estableció la prioridad sobre la Resolución SEE 19/2017. En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de los servicios públicos de energía, algunos agentes del MEM incumplieron con sus pagos a CAMMESA, lo cual afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus obligaciones de pago a las empresas generadoras de electricidad, entre las que nos encontramos. Debido a que los pagos de CAMMESA se efectivizan en Pesos, toda demora en su pago genera un riesgo cambiario dado que las facturas se expresan en dólares estadounidenses, conforme se describe en “— Fluctuaciones del tipo de cambio”. Asimismo, tales demoras en el pago pueden traducirse en mayores requerimientos de capital circulante que el que comúnmente necesitaríamos para financiar con fuentes propias.

En virtud de los CCEE que celebramos conforme al marco regulatorio del programa Energía Plus, comúnmente emitimos facturas en forma mensual y el correspondiente tomador las cancela entre los 20 y 30 días desde su emisión. Nuestras tasas y facturas se emiten en dólares estadounidenses, pero se cancelan en Pesos, siendo el tomador quien suele cubrir cualquier fluctuación en el tipo de cambio que resulte de cualquier mora en el pago.

Si bien los plazos de pago de CAMMESA empeoraron desde octubre de 2019, el surgimiento y la propagación de un virus denominado "Coronavirus" (o COVID-19) hacia fines del año 2019, ha profundizado esta tendencia. Producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos. A continuación, se expone un gráfico con el ciclo de pago de CAMMESA en términos de la cantidad de días que CAMMESA tardó en cancelar los saldos cada mes desde diciembre de 2015 hasta abril de 2020.



4. Análisis de Riesgos de Mercado

Estamos expuestos a riesgos de mercado principalmente en materia de tasa de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y precios de los *commodities*, lo cual podría tener un impacto negativo en el valor de nuestros activos y pasivos financieros o en nuestros ingresos. Ver la nota 5 a nuestros estados financieros combinados al 31 de diciembre de 2019 auditados. A la fecha del presente Prospecto, tenemos instrumentos financieros derivados por un total de USD 19.400.000. Pertenecen a GEMSA USD 8.500.000, con vencimiento el día 26 de enero de 2021. Pertenecen a CTR USD 10.900.000, adquiridos en el mercado Rofex el día 4 de agosto de 2020.

Se trata de 10.900 contratos adquiridos a un precio de \$77,027 por cada USD, con vencimiento el día 30 de septiembre de 2020.

Riesgo por fluctuaciones en el tipo de cambio

Al 30 de junio de 2020, teníamos una deuda financiera denominada en dólares estadounidenses de \$41.006.005 miles (U\$S 581.976 miles). Una depreciación del 1% del Peso respecto del dólar estadounidense, luego del impacto de dicha fluctuación en nuestros activos y pasivos financieros expresados en moneda extranjera, resultaría en una pérdida de aproximadamente \$ 410.060 miles.

Riesgo por cambios en la tasa de interés

Al 30 de junio de 2020, teníamos una deuda financiera de \$3.892.151 miles (USD 54.748 miles) sujeta a tasa de interés variable. Un incremento de 100 puntos básicos en la tasa de interés aplicable a dicho endeudamiento hubiese incrementado los servicios de deuda pagaderos en los últimos 12 meses en aproximadamente \$38.922 miles.

Riesgo por cambios en el precio de los commodities

Los resultados de nuestros negocios vinculados a la generación de energía conforman prácticamente la totalidad de todo nuestro EBITDA Ajustado. En virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, tenemos la obligación de obtener nuestro combustible, principalmente gas natural. A partir del 1 de enero de 2020, a través de la Resolución 12/2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación estableció que sólo podrán tener abastecimiento propio las centrales que abastezcan a contratos de Energía Plus, quedando el abastecimiento de gas natural a cargo de CAMMESA para el resto de las Resoluciones. Si bien en el último tiempo el precio del gas natural ha tendido a la baja, un aumento de precios tendría un impacto negativo en nuestro EBITDA Ajustado derivado de los contratos vigentes de Energía Plus cuyo precio ya está pactado. Las sucesivas renovaciones actualizan los precios de los contratos de Energía Plus y los ajustan a los nuevos valores del gas natural llegado el caso. Actualmente no contamos con ningún tipo de cobertura frente a una baja en el precio de la energía o aumento del gas. A diferencia de la Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, en virtud del marco regulatorio del programa Energía Plus, no trasladamos el costo del combustible a CAMMESA.

II. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE GEMSA

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de GEMSA y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los Estados Financieros de GEMSA, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de GEMSA realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Consideración de los efectos de la inflación

Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido auditados. Para el presente Prospecto, los mismos fueron actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

Los Estados Financieros Condensados Intermedios al 30 de junio de 2020 y 2019, no han sido auditados. Los mismos han sido preparados reconociendo los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Información comparativa

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019 (auditados) de GEMSA con fecha 10 de marzo de 2020, a disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2586959, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (auditados) de GEMSA con fecha 8 de marzo de 2019, a disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2444268, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

La información correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios no auditados de GEMSA con fecha 7 de agosto de 2020, incorporados por referencia al presente y a disposición de los inversores en AIF bajo el ID #2642046.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de GEMSA correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019 y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y los resultados consolidados de operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Ingresos por ventas	7.425.895	12.233.680	12.503.308	6.047.621	5.446.725
Costo de ventas	(4.422.250)	(5.710.753)	(5.028.286)	(2.431.603)	(1.839.904)
Resultado bruto	3.003.645	6.522.928	7.475.022	3.616.018	3.606.821
Gastos de comercialización	57.369	(45.743)	(2.861)	(2.822)	(900)
Gastos de administración	(189.362)	(325.052)	(339.667)	(150.998)	(183.921)
Otros ingresos y egresos operativos	42.415	(488.809)	3.259	573	6.584
Resultado operativo	2.914.067	5.663.324	7.135.753	3.462.770	3.428.584
Ingresos financieros	169.355	383.744	1.023.850	453.451	729.389
Gastos financieros	(1.000.487)	(2.825.253)	(3.110.559)	(1.179.427)	(1.824.638)
Otros resultados financieros	(2.563.305)	(5.063.721)	(116.037)	2.537.916	(659.896)
Resultados financieros	(3.394.436)	(7.505.230)	(2.202.746)	1.811.941	(1.755.144)
Resultado antes de impuestos	(480.369)	(1.841.906)	4.933.007	5.274.711	1.673.440
Impuesto a las ganancias	908.142	381.857	(3.640.473)	(2.816.407)	(796.007)
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio / período	427.773	(1.460.050)	1.292.534	2.458.305	877.434
Plan de beneficios	-	(1.972)	(4.576)	-	-
Revalúo de propiedades, planta y equipo	-	8.010.708	(2.941.346)	(3.277.994)	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	-	(2.002.184)	736.480	819.498	-
Otros resultados integrales del ejercicio / período	-	6.006.551	(2.209.441)	(2.458.495)	-
Total de resultados integrales del ejercicio / período	427.773	4.546.502	(916.908)	(190)	877.434

(1) Información no auditada.

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de GEMSA al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Activo				
Activo No Corriente				
Propiedades, Plantas y equipos	27.863.997	41.978.396	44.674.801	46.414.696
Inversiones en Sociedades	335	227	148	73
Otros Créditos	167.414	109.740	3.161.895	3.920.310
Créditos por Ventas	4.383	102.138	-	-
Total activo no corriente	28.036.129	42.190.501	47.836.843	50.335.078
Activo Corriente				
Materiales y repuestos	141.374	188.122	245.743	245.733
Otros Créditos	2.588.754	2.742.204	2.225.347	2.368.916
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	24.849	440.981	-	120
Créditos por ventas	2.681.709	2.801.508	3.451.290	3.001.015
Efectivo y equivalentes de efectivo	218.308	539.802	998.682	2.140.514
Total de activo corriente	5.654.994	6.712.616	6.921.063	7.756.298
Total de activo	33.691.122	48.903.117	54.757.906	58.091.376
Patrimonio				
Capital Social	138.172	138.172	138.172	138.172
Ajuste de capital	1.384.962	1.384.962	1.384.962	1.384.962
Prima de emisión	1.390.847	1.390.847	1.390.847	1.390.847
Reserva legal	16.575	63.074	63.074	63.074
Reserva facultativa	166.563	1.050.050	1.050.050	1.050.050
Reserva especial RG 777/18	3.799.034	3.799.034	3.654.621	3.589.769
Reserva por revalúo técnico	-	6.008.031	3.573.638	3.510.224
Reserva especial	4.107	4.107	-	-
Otros resultados integrales	-	(1.479)	(4.911)	(4.911)
Resultados no asignados	(12.232)	(2.402.268)	(732.832)	272.869
Total del patrimonio	6.888.027	11.434.529	10.517.621	11.395.055
Pasivo				
Pasivo No Corriente				
Provisiones	19.105	7.837	-	-
Pasivo neto por impuesto diferido	2.072.390	3.692.717	6.596.710	7.392.716
Plan de beneficios definidos	-	20.054	28.270	33.422
Préstamos	16.936.921	22.774.583	26.034.577	23.786.012
Deudas comerciales	2.020.174	2.036.782	1.665.392	2.152.047
Total del pasivo no corriente	21.048.590	28.531.972	34.324.947	33.364.197
Pasivo Corriente				
Otras deudas	396.300	1.656	419	-
Deudas fiscales	51.452	21.530	186.401	432.665
Remuneraciones y deudas sociales	28.958	79.883	89.723	80.214
Plan de beneficios definidos	-	3.325	3.270	2.878
Préstamos	1.805.972	4.528.837	4.394.391	8.565.196
Deudas comerciales	3.471.823	4.301.385	5.241.133	4.251.171
Total del pasivo corriente	5.754.505	8.936.616	9.915.337	13.332.124
Total del pasivo	26.803.095	37.468.588	44.240.285	46.696.321
Total del pasivo y patrimonio	33.691.122	48.903.117	54.757.906	58.091.376

(1) Información no auditada.

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de GEMSA al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Capital Social	138.172	138.172	138.172	138.172
Ajuste de capital	1.384.962	1.384.962	1.384.962	1.384.962
Prima de emisión	1.390.847	1.390.847	1.390.847	1.390.847
Reserva legal	16.575	63.074	63.074	63.074
Reserva facultativa	166.563	1.050.050	1.050.050	1.050.050
Reserva especial RG 777/18	3.799.034	3.799.034	3.654.621	3.589.769
Reserva por revalúo técnico	-	6.008.031	3.573.638	3.510.224
Reserva especial	4.107	4.107	-	-
Otros resultados integrales	-	(1.479)	(4.911)	(4.911)
Resultados no asignados	(12.232)	(2.402.268)	(732.832)	272.869
Total del patrimonio	6.888.027	11.434.529	10.517.621	11.395.055

(1) Información no auditada.

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de GEMSA al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio/periodo	1.432.637	218.308	539.802	539.802	998.682
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	5.559.913	3.488.309	5.878.403	3.757.427	4.396.250
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(11.043.392)	(2.927.263)	(5.599.008)	(1.314.267)	(1.709.071)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento	4.126.827	(392.192)	(237.888)	(2.419.635)	(1.636.925)
RECPAM	3.899	94.837	304.405	51.941	109.129
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	138.424	57.802	112.969	62.837	(17.551)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/periodo	218.308	539.802	998.682	678.106	2.140.514

(1) Información no auditada.

Otra información contable (expresada en miles de Pesos)

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios y periodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽²⁾
Resultado operativo	2.914.067	5.663.324	7.135.753	3.428.584
Depreciaciones	776.418	1.574.936	1.698.223	825.953

Resultados no recurrentes y gastos ⁽¹⁾	-	495.049	-	-
EBITDA Ajustado (No auditado)	3.690.485	7.733.309	8.833.976	4.254.537

(1) Resultados no recurrentes y gastos correspondientes al ejercicio del 31 de diciembre de 2018, corresponde a la penalidad de CAMMESA por la puesta en marcha de los proyectos.

(2) Información no auditada

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de GEMSA para los períodos indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	4,44	0,75	0,70	0,58
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,35	0,31	0,24	0,24
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,67	0,86	0,87	0,87
Rentabilidad financiera (Resultado del período anualizado / Patrimonio promedio) (No auditado)	6,75%	(15,94%)	11,78%	(2,53%)
Rentabilidad del activo (Resultado del período anualizado / Patrimonio)	6,21%	(12,77%)	12,29%	(2,53%)
Endeudamiento (Deudas financieras netas de efectivo y equivalentes de efectivo / EBITDA ajustado anualizado) (No auditado)	5,02	3,46	3,33	3,48
Ratio de cobertura de intereses (EBITDA ajustado anualizado / intereses financieros devengados anualizados) (No auditado)	4,44	3,17	4,23	3,54
Margen EBITDA (EBITDA ajustado anualizado / Ventas anualizadas) (No auditado)	0,50	0,63	0,71	0,73

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de GEMSA para los ejercicios indicados.

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2017 (en miles de pesos)	2018 (en miles de pesos)	2019 (en miles de pesos)	2020 (en miles de pesos) ⁽¹⁾
Efectivo y equivalentes de efectivo	218.308	539.802	998.682	2.140.514
Deudas financieras corrientes				
Sin Garantía	-	2.703.360	1.767.839	1.572.535

Con Garantía	1.805.972	1.825.477	2.626.553	6.992.660
Total deudas financieras corrientes	1.805.972	4.528.837	4.394.391	8.565.196
Deudas financieras no corrientes				
Sin Garantía	-	4.251.078	445.344	363.613
Con Garantía	16.936.921	18.523.504	25.589.232	23.422.399
Total deudas financieras no corrientes	16.936.921	22.774.583	26.034.577	23.786.012
Endeudamiento total	18.742.893	27.303.420	30.428.968	32.351.208
Patrimonio	6.888.027	11.434.529	10.517.621	11.395.055
Capitalización y Endeudamiento	25.630.920	38.737.949	40.946.589	43.746.263

(1) Información no auditada.

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
		2017	2018	2019	2020	Tasa
		(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
CAMMESA	ARS	31.690	10.610	-	-	Fija
Arrendamiento financiero	ARS	172.311	163.005	116.861	97.155	Variable
Préstamo sindicado	ARS	-	1.714.190	453.453	464.866	Fija
Contrato de crédito	USD	-	1.729.020	1.109.488	1.640.531	Variable
Obligaciones Negociables	ARS y USD	4.980.272	4.740.082	8.929.046	9.430.394	Variable
Bono internacional	USD	13.343.565	18.267.649	18.830.074	19.504.032	Fija
Otros Préstamos Bancarios	ARS y USD	215.054	678.863	638.845	589.014	Variable
Sociedades relacionadas	ARS	-	-	351.202	625.216	Fija
Total deuda		18.742.893	27.303.420	30.428.968	32.351.208	

(1) Información no auditada.

d) CAPITAL SOCIAL

A la fecha de este Prospecto, el capital social de GEMSA es de \$138.172.150, representado por 138.172.150 acciones clase única de V/N \$1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de GEMSA no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 18 de octubre de 2016 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de GEMSA decidió aumentar el capital social en la suma de \$12.518.070, quedando el mismo en la suma informada de \$138.172.150, encontrándose inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 5168 L° 83, T° - de sociedad por acciones en la fecha 17 de marzo de 2017.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

Ver “*Antecedentes Financieros del Garante – Cambios Significativos*”.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativo

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 comparado con el mismo período finalizado el 30 de junio de 2019.

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$5.446.725 miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, comparado con los \$6.047.621 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale una disminución de \$600.896 miles (o 10%).

Durante los primeros seis meses de 2020, la venta de energía fue de 389 GW, lo que representa una disminución del 57% comparado con los 900 GW para el mismo período de 2019.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	GWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	117	66	(51)	(44%)
Venta de energía Plus	285	199	(86)	(30%)
Venta de energía Res.220	181	57	(124)	(69%)
Venta de energía Res. 21	317	67	(250)	(79%)
	900	389	(511)	(57%)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de Pesos):

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	245.435	221.147	(24.288)	(10%)
Venta de energía Plus	1.292.972	880.578	(412.394)	(32%)
Venta de energía Res.220	1.925.005	2.275.591	350.585	18%
Venta de energía Res. 21	2.584.209	2.069.410	(514.799)	(20%)
	6.047.621	5.446.725	(600.896)	(10%)

(1) Información no auditada.

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 en comparación con el mismo período del año anterior:

- (i) \$880.578 miles por ventas de energía Plus, lo que representó una disminución del 32% respecto de los \$1.292.972 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe al que los GW de energía vendida fue menor para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, respecto el mismo período de 2019
- (ii) \$2.275.591 miles por ventas de energía Res. 220/07, lo que representó un aumento del 18% respecto de los \$1.925.005 miles del mismo período de 2019.
- (iii) \$221.147 miles por ventas de energía bajo Res. 95 mod. más Spot, lo que representó una disminución del 10% respecto de los \$245.435 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe al que el volumen de energía vendida fue menor para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, respecto el mismo período de 2019. También se publicó la Resolución SE 31/2020, la cual deroga la Resolución SRRYME 1/2019.
- (iv) \$2.069.410 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó una disminución del 20% respecto de los \$2.584.209 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe al que los GW de energía vendida fue menor para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, respecto el mismo período de 2019

Costo de ventas

El costo de ventas total para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue de \$1.839.904 miles comparado con \$2.431.603 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$591.699 miles (o 24%).

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de			
	2019	2020	Var.	Var. %
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Compra de energía eléctrica	(752.917)	(266.196)	486.721	(65%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(38.925)	(210.730)	(171.805)	441%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(184.265)	(179.763)	4.502	(2%)
Plan de beneficios definidos	(1.550)	(2.126)	(576)	37%
Servicios de mantenimiento	(416.347)	(274.325)	142.022	(34%)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(936.852)	(825.953)	110.899	(12%)
Seguros	(40.314)	(42.939)	(2.626)	7%
Impuestos, tasas y contribuciones	(24.073)	(15.309)	8.763	(36%)
Otros	(36.360)	(22.562)	13.798	(38%)
Costo de ventas	(2.431.603)	(1.839.904)	591.699	(24%)

(1) Información no auditada.

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el presente período en comparación con el mismo período del ejercicio anterior:

- (i) \$266.196 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 65% respecto de \$752.917 miles para el mismo período de 2019. La menor venta de energía plus hizo que se compre menos energía.
- (ii) \$210.730 miles por consumo de gas y gasoil en planta, lo que representó un aumento del 441% respecto de \$38.925 miles para el mismo período de 2019. Se debe a cambios en la liquidación de combustibles por parte de CAMMESA.
- (iii) \$274.325 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución del 34% respecto de los \$416.347 miles para el mismo período de 2019. Esta variación se debe a cambios en las condiciones de los contratos de mantenimiento.
- (iv) \$825.953 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó una disminución del 12% respecto de los \$936.852 miles para el mismo período de 2019.
- (v) \$179.763 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 2% respecto de los \$184.265 miles para el mismo período de 2019.

Resultado bruto

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 arrojó una ganancia de \$3.606.821 miles, comparado con una ganancia de \$3.616.018 miles para el mismo período de 2019, representando una disminución de \$ 9.197 miles.

Gastos de comercialización

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de			
	2019	2020	Var.	Var. %
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Impuestos, tasas y contribuciones	(2.729)	(900)	1.829	(67%)
Incobrables	(93)	-	93	(100%)
Gastos de comercialización	(2.822)	(900)	1.922	(68%)

(1) Información no auditada.

Los gastos de comercialización para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$900 miles de pérdida, comparado con los \$2.822 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$1.922 miles (o 68%). En parte se debe a cambio en las alícuotas de IIBB sobre la generación de energía.

Gastos de administración

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(29.578)	(25.603)	3.975	(13%)
Honorarios y retribuciones por servicios	(113.701)	(115.793)	(2.092)	2%
Viajes y movilidad y gastos de representación	-	(329)	(329)	100%
Alquileres	(4.339)	(4.460)	(121)	3%
Donaciones	(351)	(31.341)	(30.989)	8.817%
Gastos de oficina	(607)	(2.571)	(1.963)	323%
Diversos	(2.421)	(3.826)	(1.405)	58%
Gastos de administración	(150.998)	(183.921)	(32.924)	22%

(1) Información no auditada.

Los gastos de administración para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$183.921 miles, comparado con los \$150.998 miles para el mismo período de 2019, lo que equivale un aumento de \$32.924 miles (o 22%).

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$115.793 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 2% respecto de los \$113.701 miles del mismo período del año anterior.
- (ii) \$4.460 miles de alquileres, no lo que representó un aumento del 3% respecto de los \$4.339 miles del mismo período del año anterior.
- (iii) 25.603 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó una disminución del 13% respecto de los \$29.578 miles para el mismo período de 2019.
- (iv) 31.341 miles por donaciones lo que representó un aumento del 8817% respecto de los \$351 miles para el mismo período de 2019. Principalmente debido a donaciones a la Cruz Roja Argentina del programa #ArgentinaNosNecesita.

Otros ingresos y egresos

Otros ingresos operativos para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue de \$6.584 miles, lo que representó un aumento del 1049% respecto de los \$573 miles para el mismo período de 2019. Por facturación de garantías otorgadas por acuerdo comercial.

Resultado operativo

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue una ganancia de \$3.428.584 miles, comparado con una ganancia de \$3.462.770 miles para el para el mismo período de 2019, representando una disminución del 1%.

Resultados financieros

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Intereses comerciales ganados	64.018	226.513	162.495	254%
Intereses por préstamos	(725.939)	(1.206.086)	(480.147)	66%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(62.347)	(111.371)	(49.024)	79%
Gastos y comisiones bancarias	(1.707)	(4.304)	(2.597)	152%
Diferencia de cambio neta	(2.531.315)	(4.150.429)	(1.619.114)	64%
RECPAM	5.311.521	3.605.552	(1.705.969)	(32%)
Otros resultados financieros	(242.290)	(115.018)	127.271	(53%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	1.811.941	(1.755.144)	(3.567.085)	(197%)

(1) Información no auditada.

Los resultados financieros para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 totalizaron una pérdida de \$1.755.144 miles, comparado con una ganancia de \$1.811.941 miles para el mismo período de 2019, representando una disminución del 197%.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$1.206.086 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 66% respecto de los \$725.939 miles de pérdida para el mismo período de 2019. Por el mayor endeudamiento principalmente en dólares de la empresa para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020
- (ii) \$115.018 miles de pérdida por otros resultados financieros, lo que representó una disminución del 53% respecto de los \$242.290 miles de pérdida para el mismo período de 2019. Debido a la menor utilización de contratos de cobertura de tipo de cambio.
- (iii) \$4.150.429 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de 64% respecto de los \$2.531.315 miles de pérdida del mismo período del año anterior. Esto se debe a que la devaluación fue de 17,65% para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y de 12,63% para el mismo período de 2019
- (iv) \$3.605.552 miles de ganancia por RECPAM, lo que representó una disminución del 32% respecto de los \$5.311.521 miles de ganancia del mismo período del año anterior. Esto se debe a que la variación del IPC para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fue de 13,59% y de 22,40% para el mismo período de 2019

Resultado antes de impuestos

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$1.673.440 miles, comparada con \$5.274.711 miles para el mismo período del año anterior, lo que representa una disminución del 68%. Dicha variación se explica principalmente por la variación del tipo de cambio, la variación de intereses por préstamos y el incremento en el resultado bruto.

Resultado neto

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$796.007 miles de pérdida para el período actual en comparación con los \$2.816.407 miles de pérdida del mismo período del año anterior. Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$ 877.434 miles comparado con los \$2.458.305 miles del mismo período de 2019.

Otros resultados integrales del período

Los otros resultados integrales del período fueron de \$2.458.495 miles negativos para el período de 2019, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del período es una ganancia de \$877.434 miles, representando un aumento de 462.184% respecto de la pérdida integral del mismo período de 2019, de \$190,0 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Ventas netas

Las ventas netas ascendieron a \$12.503.308 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con los \$12.233.680 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale un aumento de \$269.628 miles (o 2%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la venta de energía fue de 1.701 GW, lo que representa un aumento del 9% comparado con los 1.565 GW para el ejercicio 2018.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

2018	2019	Var.	Var. %
------	------	------	--------

	GWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	537	335	(202)	(38%)
Venta de energía Plus	673	566	(107)	(16%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	162	220	58	36%
Venta de energía Res. 21	193	580	387	201%
	1.565	1.701	136	9%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	5.274.367	4.410.268	(864.099)	(16%)
Venta de energía Plus	2.999.212	2.675.141	(324.071)	(11%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1.020.849	578.573	(442.276)	(43%)
Venta de energía Res. 21	2.939.252	4.839.326	1.900.073	65%
	12.233.680	12.503.308	269.628	2%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.675.141 miles por ventas de Energía Plus, lo que representó una disminución del 11% respecto de los \$2.999.212 miles para el ejercicio 2018.
- (ii) \$4.410.268 miles por ventas de energía Res. 220/07, lo que representó una disminución del 16% respecto de los \$5.274.367 miles del ejercicio 2018.
- (iii) \$578.573 miles por ventas de energía bajo Res. 95 y más Spot, lo que representó una disminución del 43% respecto de los \$1.020.849 miles para el ejercicio 2018, producto de la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.
- (iv) \$4.839.326 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 65% respecto de los \$2.939.252 miles para el mismo período de 2018.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de \$5.028.286 miles comparado con \$5.710.753 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a una disminución de \$682.467 miles (o 12%).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(2.219.207)	(1.729.909)	489.298	(22%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(643.457)	(125.147)	518.309	(81%)
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(289.290)	(363.734)	(74.444)	26%
Plan de beneficios definidos	(24.224)	(7.844)	16.380	(68%)
Servicios de mantenimiento	(796.542)	(941.001)	(144.459)	18%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(1.574.936)	(1.698.223)	(123.287)	8%
Seguros	(84.395)	(88.730)	(4.335)	5%
Impuestos, tasas y contribuciones	(31.446)	(35.189)	(3.743)	12%
Otros	(47.256)	(38.508)	8.748	(19%)
Costo de ventas	(5.710.753)	(5.028.286)	682.467	(12%)

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$1.729.909 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 22% respecto de \$2.219.207 miles para el ejercicio 2018, debido a la menor venta de GW de Energía Plus.
- (ii) \$125.147 miles por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó una disminución del 81% respecto de los \$643.457 miles para el ejercicio 2018.
- (iii) \$941.001 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 18% respecto de los \$796.542 miles para el ejercicio 2018. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas.
- (iv) \$1.698.223 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 8% respecto de los \$1.574.936 miles para el ejercicio 2018. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros edificios, instalaciones y maquinarias como consecuencia de la revaluación de los mismos en 2019 y 2018.
- (v) \$363.734 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 26% respecto de los \$289.290 miles para el ejercicio 2018.
- (vi) \$88.730 miles por seguros, lo que representó un aumento del 5% respecto de los \$84.395 miles del ejercicio 2018.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 arrojó una ganancia de \$7.475.022 miles, comparado con una ganancia de \$6.522.928 miles para el ejercicio 2018, representando una disminución del 15%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y la habilitación comercial de nuevas turbinas.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$2.861 miles, comparado con los \$45.743 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale variación de \$42.882 miles (o 94%).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(8.257)	(2.769)	5.488	(66%)
Pérdida de impuesto a los ingresos brutos	(37.571)	-	37.571	(100%)
Incobrables	85	(93)	(178)	(209%)
Gastos de comercialización	(45.743)	(2.861)	42.882	(94%)

Gastos de administración

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$339.667 miles, comparado con los \$325.052 miles para el ejercicio 2018, lo que equivale a un incremento de \$14.615 miles (o 4 %).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(46.033)	(69.378)	(23.345)	51%
Honorarios y retribuciones por servicios	(242.037)	(235.346)	6.691	(3%)
Honorarios directores	(550)	-	550	(100%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(8.128)	(14.659)	(6.531)	80%
Alquileres	(10.597)	(8.730)	1.868	(18%)
Gastos de oficina	(6.798)	(5.630)	1.168	(17%)
Donaciones	(17)	(837)	(820)	4.825%

Diversos	(10.891)	(5.087)	5.804	(53%)
Gastos de administración	(325.052)	(339.667)	(14.615)	4%

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$235.346 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 3% respecto de los \$242.037 miles del ejercicio anterior.
- (ii) \$8.730 miles de alquileres, lo que representó una disminución del 17% respecto de los \$10.597 miles del ejercicio anterior.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$7.135.753 miles, comparado con una ganancia de \$5.663.324 miles para el para el ejercicio 2018, representando un aumento del 26%.

Resultados financieros y por tenencia

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 totalizaron una pérdida de \$2.202.746 miles, comparado con una pérdida de \$7.505.230 miles para el ejercicio 2018, representando una disminución del 71%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales ganados	105.391	154.204	48.813	46%
Intereses por préstamos	(2.458.490)	(1.741.751)	716.739	(29%)
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(64.775)	(495.088)	(430.313)	664%
Gastos y comisiones bancarias	(23.635)	(4.074)	19.561	(83%)
Diferencia de cambio neta	(19.462.161)	(11.979.744)	7.482.417	(38%)
RECPAM	9.804.730	12.255.352	2.450.622	25%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	3.748.551	-	(3.748.551)	(100%)
Otros resultados financieros	845.159	(391.645)	(1.236.804)	(146%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(7.505.230)	(2.202.746)	5.302.484	(71%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$1.741.751 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó una disminución del 29% respecto de los \$2.458.490 miles de pérdida para el ejercicio 2018 producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión y por deuda intercompany otorgada
- (ii) \$391.645 miles de ganancia por otros resultados financieros, lo que representó una disminución del 146% respecto de los \$845.159 miles de ganancia del ejercicio anterior.
- (iii) \$11.979.744 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución del 38% respecto de los \$19.462.161 miles de pérdida del ejercicio anterior.
- (iv) \$12.255.352 miles de ganancia por RECPAM, lo que representó un aumento de 25% respecto de los \$9.804.730 miles de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado antes de impuestos

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$4.933.007 miles, comparada con una pérdida de \$1.841.906 miles para el ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 368%.

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$3.640.473 miles de pérdida para el ejercicio actual en comparación con los \$381.857 miles de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$1.292.534 miles, comparada con los \$1.460.050 miles de pérdida para el ejercicio 2019, lo que representa un aumento del 189%.

Otros resultados integrales del ejercicio

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$2.209.441 miles negativos para el ejercicio 2019, representando una disminución del 137% respecto del mismo ejercicio de 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio es una pérdida de \$916.908 miles, representando una disminución de 120% respecto de la ganancia integral del mismo ejercicio de 2018, de \$4.546.502 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Ventas netas

Las ventas netas ascendieron a \$12.223.680 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con los \$7.425.895 miles para el ejercicio 2017, lo que equivale un aumento de \$4.807.785 miles (o 65%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la venta de energía fue de 1.565 GWh, lo que representa una disminución del 21% comparado con los 1.969 GWh para el ejercicio 2017.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	GWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	664	537	(127)	(19%)
Venta de energía Plus	744	673	(71)	(10%)
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	536	162	(374)	(70%)
Venta de energía Res. 21	25	193	168	672%
	1.969	1.565	(404)	(21%)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	3.456.425	5.274.367	1.817.941	53%
Venta de energía Plus	2.715.667	2.999.212	283.546	10%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	782.171	1.020.849	238.679	31%
Venta de energía Res. 21	471.633	2.939.252	2.467.620	523%
	7.425.895	12.233.680	4.807.785	65%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.999.212 miles por ventas de Energía Plus, lo que representó un aumento del 10% respecto de los \$2.715.667 miles para el ejercicio 2017. Dicha variación se explica por un efecto favorable en el precio producto del aumento del tipo de cambio.

- (ii) \$5.274.367 miles por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 53% respecto de los \$3.456.425 miles del ejercicio 2017. Dicha variación se explica por un aumento en el precio debido al aumento del tipo de cambio, incremento del volumen de ventas por la puesta en marcha de nuevas turbinas.
- (iii) \$1.020.849 miles por ventas de energía bajo Res. 95/529/482/22/19 y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 31% respecto de los \$782.171 miles para el ejercicio 2017. Dicha variación se explica por la administración de volúmenes de generación excedentes que realiza CAMMESA.
- (iv) \$2.939.252 miles por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó un aumento del 523%. Dicha variación se explica por la puesta en marcha de nuevas turbinas durante el ejercicio 2017.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue de \$5.710.753 miles comparado con \$4.422.250 miles para el ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$1.288.503 miles (o 29%).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(2.268.054)	(2.219.207)	48.847	(2%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(402.052)	(643.457)	(241.404)	60%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(308.517)	(289.290)	19.228	(6%)
Plan de beneficios definidos	-	(24.224)	(24.224)	100%
Servicios de mantenimiento	(499.810)	(796.542)	(296.732)	59%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(776.418)	(1.574.936)	(798.518)	103%
Seguros	(74.699)	(84.395)	(9.696)	13%
Impuestos, tasas y contribuciones	(47.105)	(31.446)	15.659	(33%)
Otros	(45.594)	(47.256)	(1.662)	4%
Costo de ventas	(4.422.250)	(5.710.753)	(1.288.503)	29%

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad en miles de pesos, así como su comportamiento durante el ejercicio en comparación con el ejercicio anterior:

- (i) \$2.219.207 miles por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 2% respecto de \$2.268.054 miles para el ejercicio 2017, debido a la menor venta de GWh de Energía Plus.
- (ii) \$643.457 miles por costo de consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 60% respecto de los \$402.052 miles para el ejercicio 2017.
- (iii) \$796.542 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 59% respecto de los \$499.810 miles para el ejercicio 2017. Esta variación se debió a la variación del tipo de cambio del dólar y la puesta en marcha de nuevas turbinas.
- (iv) \$1.574.936 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó un aumento del 103% respecto de los \$776.418 miles para el ejercicio 2017. Esta variación se origina principalmente en el mayor valor de amortización en los rubros edificios, instalaciones y maquinarias como consecuencia de la revaluación de los mismos en 2018 y 2017.
- (v) \$289.290 miles por sueldos y jornales y contribuciones sociales, lo que representó un aumento del 6% respecto de los \$308.517 miles para el ejercicio 2017, incremento principalmente atribuible a los aumentos salariales otorgados, al personal contratado.
- (vi) \$84.395 miles por seguros, lo que representó un aumento del 13% respecto de los \$74.699 miles del ejercicio 2017 relacionado con la variación en el tipo de cambio y la puesta en marcha de nuevas turbinas.

Resultado bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 arrojó una ganancia de \$6.522.928 miles, comparado con una ganancia de \$3.003.645 miles para el ejercicio 2017, representando un aumento del 117%. Esto se debe a la variación en el tipo de cambio y la habilitación comercial de nuevas turbinas.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$45.743 miles, comparado con los \$57.369 miles de ganancia para el ejercicio 2017, lo que equivale a una variación de \$103.112 miles (o 180%).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(3.604)	(8.257)	(4.653)	129%
Recupero / (Pérdida) de impuesto a los ingresos brutos	60.928	(37.571)	(98.500)	(162%)
Incobrables	45	85	40	89%
Gastos de comercialización	57.369	(45.743)	(103.112)	(180%)

Gastos de administración

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$325.052 miles, comparado con los \$189.362 miles para el ejercicio 2017, lo que equivale a un incremento de \$135.691 miles (o 72 %).

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(109)	(46.033)	(45.924)	42.126%
Honorarios y retribuciones por servicios	(108.516)	(242.037)	(133.521)	123%
Honorarios directores	(39.679)	(550)	39.129	(99%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(4.771)	(8.128)	(3.357)	70%
Alquileres	(11.769)	(10.597)	1.172	(10%)
Gastos de oficina	(10.456)	(6.798)	3.658	(35%)
Donaciones	(3.241)	(17)	3.224	(99%)
Diversos	(10.819)	(10.891)	(72)	1%
Gastos de administración	(189.362)	(325.052)	(135.691)	72%

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$242.037 miles de honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 123% respecto de los \$108.516 miles del ejercicio anterior.
- (ii) \$10.597 miles de alquileres, lo que representó una disminución del 10% respecto de los \$11.769 miles del ejercicio anterior.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una ganancia de \$5.663.324 miles, comparado con una ganancia de \$2.914.067 miles para el ejercicio 2017, representando un aumento del 94%.

Resultados financieros y por tenencia

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 totalizaron una pérdida de \$7.505.230 miles, comparado con una pérdida de \$3.394.436 miles para el ejercicio 2017, representando un aumento del 121%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales ganados	95.434	105.391	9.957	10%
Intereses por préstamos	(792.165)	(2.458.490)	(1.666.325)	210%
Intereses comerciales y fiscales perdidos	(124.761)	(64.775)	59.986	(48%)
Gastos y comisiones bancarias	(9.639)	(23.635)	(13.996)	145%
Diferencia de cambio neta	(804.049)	(19.462.161)	(18.658.112)	2.321%
RECPAM	2.108.921	9.804.730	7.695.809	365%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	(3.748.551)	3.748.551	7.497.102	(200%)
Otros resultados financieros	(119.626)	845.159	964.786	(807%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(3.394.436)	(7.505.230)	(4.110.794)	121%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$2.458.490 miles de pérdida por intereses financieros, lo que representó un aumento del 210% respecto de los \$792.165 miles de pérdida para el ejercicio 2017 producto de un aumento de la deuda financiera generado por los proyectos de inversión.
- (ii) \$845.159 miles de ganancia por otros resultados financieros, contra \$119.626 miles de pérdida para el ejercicio 2017.
- (iii) \$19.462.161 miles de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de 2.321% respecto de los \$804.049 miles de pérdida del ejercicio anterior.
- (iv) \$9.804.730 miles de ganancia por RECPAM, lo que representó un aumento de 365% respecto de los \$2.108.921 miles de ganancia del ejercicio anterior.

Resultado antes de impuestos

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$1.841.906 miles, comparada con una pérdida de \$480.369 miles para el ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 283%.

El resultado de impuesto a las ganancias fue de \$381.857 miles para el ejercicio actual en comparación con los \$908.142 miles del ejercicio anterior.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una pérdida de \$1.460.050 miles, comparada con los \$427.773 miles de ganancia para el ejercicio 2017, lo que representa una disminución del 441%.

Otros resultados integrales del ejercicio

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$6.006.551 miles positivos para el ejercicio 2018 e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias, como también el plan de pensiones.

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$4.546.502 miles, representando un aumento de 963% respecto de la ganancia integral del mismo ejercicio de 2017, de \$427.773 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de GEMSA son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;

- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaci3nes que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por GEMSA.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de GEMSA (excepto en relaci3n con actividades de inversi3n) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posici3n de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversi3n y financiaci3n en miles de Pesos:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio/período	1.432.637	218.308	539.802	539.802	998.682
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	5.559.913	3.488.309	5.878.403	3.757.427	4.396.250
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversi3n	(11.043.392)	(2.927.263)	(5.599.008)	(1.314.267)	(1.709.071)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento	4.126.827	(392.192)	(237.888)	(2.419.635)	(1.636.925)
RECPAM	3.899	94.837	304.405	51.941	109.129
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	138.424	57.802	112.969	62.837	(17.551)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período	218.308	539.802	998.682	678.106	2.140.514

(1) Informaci3n no auditada.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$4.396.250 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$4.175.628 miles, absorbido parcialmente por una disminuci3n en deudas comerciales de \$2.180.094 miles, y una disminuci3n de otros créditos y créditos por ventas de \$2.630.322 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversi3n

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversi3n en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$1.709.071 miles, debido principalmente a la adquisici3n de propiedades, plantas y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$1.636.925 miles, debido principalmente por la cancelaci3n de deuda financiera e intereses por \$3.481.528 miles y parcialmente por préstamos tomados \$1.844.603 miles.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$3.757.427 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$4.315.851 miles, absorbido parcialmente por una disminución en deudas comerciales de \$1.637.187 y una disminución en créditos por ventas y otros créditos de \$958.850.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$1.314.267 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, plantas y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$2.419.635 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por \$3.609.269 y parcialmente por préstamos tomados \$808.504 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se generaron fondos netos por \$5.878.403 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$8.669.138 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$3.145.573 miles, compensado por una disminución en otros créditos y créditos por ventas de \$249.171 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$5.599.008 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$237.888 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$6.324.632 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$6.797.889 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, se generaron fondos netos por \$3.488.309 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$6.937.891 miles, absorbido principalmente por una disminución en deudas comerciales de \$3.457.566 miles, compensado por un aumento en otros créditos y créditos por ventas de \$410.221 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$2.927.263 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$392.192 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total

de \$8.783.228 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$9.631.724 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, se generaron fondos netos por \$5.559.913 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$3.373.346 miles, un aumento en deudas comerciales de \$1.597.247 miles, compensado por un aumento en otros créditos y créditos por ventas de \$146.616 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$11.043.392 miles, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo generado por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$4.126.827 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$17.215.811 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$13.088.984 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
		2017	2018	2019	2020	Tasa
		(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
CAMMESA	ARS	31.690	10.610	-	-	Fija
Arrendamiento financiero	ARS	172.311	163.005	116.861	97.155	Variable
Préstamo sindicado	ARS	-	1.714.190	453.453	464.866	Fija
Contrato de crédito	USD	-	1.729.020	1.109.488	1.640.531	Variable
Obligaciones Negociables	ARS y USD	4.980.272	4.740.082	8.929.046	9.430.394	Variable
Bono internacional	USD	13.343.565	18.267.649	18.830.074	19.504.032	Fija
Otros Préstamos Bancarios	ARS y USD	215.054	678.863	638.845	589.014	Variable
Sociedades relacionadas	ARS	-	-	351.202	625.216	Fija
Total deuda		18.742.893	27.303.420	30.428.968	32.351.208	

(1) Información no auditada.

Para una descripción detallada del endeudamiento de GEMSA, véase “*Antecedentes Financieros del Garante – Endeudamiento*” en este Prospecto.

3. Información sobre Tendencias

Véase “*Antecedentes Financieros del Garante – Información Sobre Tendencias*” en este Prospecto.

III. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE CTR

El siguiente apartado se encuentra basado en los Estados Financieros de CTR y deberá leerse en forma conjunta con ellos. El siguiente apartado contiene declaraciones hacia el futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y consideraciones. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de los tratados en

las declaraciones hacia el futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen los que se discuten a continuación y en otros apartados del presente Prospecto, particularmente en el apartado denominado “Factores de Riesgo”.

a) ESTADOS FINANCIEROS

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Los Estados Financieros de CTR, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de CTR realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Consideración de los efectos de la inflación

Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido auditados. Para el presente Prospecto, los mismos fueron actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

Los Estados Financieros Condensados Intermedios al 30 de junio de 2020 y 2019, no han sido auditados. Los mismos han sido preparados reconociendo los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas (FACPCE) con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Información comparativa

La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019 (auditados) de CTR con fecha 10 de marzo de 2020, a disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2586901, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 surge de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 (auditados) de CTR con fecha 8 de marzo de 2019, a disposición de los inversores en AIF bajo el ID 2444266, actualizados a moneda constante al 30 de junio de 2020.

La información correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios no auditados de CTR con fecha 7 de agosto de 2020, incorporados por referencia al presente y a disposición de los inversores en AIF bajo el ID #2642051.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de CTR correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019 y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 y los resultados consolidados de operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Ingresos por ventas	1.089.326	1.601.220	3.165.915	1.442.426	1.407.061
Costo de ventas	(342.218)	(766.293)	(952.126)	(474.360)	(369.652)
Resultado bruto	747.108	834.927	2.213.790	968.066	1.037.409
Gastos de comercialización	(17.224)	(24.790)	(92.137)	(36.744)	(32.342)
Gastos de administración	(56.344)	(85.714)	(192.203)	(92.642)	(92.501)
Otros ingresos operativos	467	160	-	-	29.493
Resultado operativo	674.007	724.584	1.929.450	838.680	942.059
Ingresos financieros	4.756	16.885	193.716	21.572	237.669
Gastos financieros	(288.536)	(741.538)	(1.058.154)	(487.627)	(608.911)
Otros resultados financieros	355.964	(1.769.243)	(152.324)	746.338	(149.447)
Resultados financieros, neto	72.184	(2.493.896)	(1.016.762)	280.283	(520.689)
Resultado antes del impuesto	746.191	(1.769.312)	912.688	1.118.963	421.370
Impuesto a las ganancias	(14.902)	418.126	(1.017.984)	(633.382)	(156.876)
Ganancia (pérdida) del ejercicio / período	731.289	(1.351.187)	(105.296)	485.582	264.494
Plan de beneficios	-	(1.191)	(920)	-	-
Revalúo de propiedades, plantas y equipos	-	1.269.120	(92.835)	(967.461)	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	-	(316.982)	23.439	241.865	-
Otros resultados integrales del ejercicio / período	-	950.946	(70.316)	(725.596)	-
Total de resultados integrales del ejercicio / período	731.289	(400.240)	(175.612)	(240.014)	264.494

(1) Información no auditada.

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de CTR al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Activo				
Activo no corriente				
Propiedades planta y equipo	8.073.217	10.848.444	10.191.964	9.959.385
Otros créditos	73.088	48.815	31.733	61.117
Total de activo no corriente	8.146.305	10.897.259	10.223.697	10.020.502
Activo corriente				
Materiales y repuestos	52.433	20.384	30.698	41.196
Otros créditos	625.197	313.951	456.536	690.764
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	76.566	95.209	-	214.366
Créditos por Ventas	825.614	331.438	1.763.458	848.644
Efectivo y equivalentes de efectivo	250.844	371.466	722.275	618.255
Total de activo corriente	1.830.654	1.132.448	2.972.967	2.413.226
Total de activo	9.976.959	12.029.708	13.196.664	12.433.728
Patrimonio				
Capital Social	73.070	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	517.532	517.532	517.532	517.532
Reserva legal	2.464	13.967	13.967	13.967
Reserva facultativa	44.695	263.249	263.249	263.249
Reserva por revalúo técnico	-	951.840	823.852	801.507
Reserva especial RG 777/18	1.106.615	1.106.615	1.038.763	1.010.589

Otros resultados integrales	-	(894)	(1.583)	(1.583)
Resultados no asignados	820.279	(760.964)	(740.047)	(425.033)
Total del patrimonio	2.564.656	2.164.416	1.988.804	2.253.297
Pasivo				
Pasivo no corriente				
Pasivo neto por impuesto diferido	792.955	691.811	1.686.357	1.843.233
Plan de beneficios definidos	-	6.755	7.702	9.173
Préstamos	5.369.999	6.114.687	6.294.675	5.956.903
Total del pasivo no corriente	6.162.953	6.813.253	7.988.734	7.809.309
Pasivo corriente				
Otras deudas	8.747	-	-	-
Deudas fiscales	17.162	-	79.442	165.807
Remuneraciones y deudas sociales	5.036	14.654	15.753	16.543
Plan de beneficios definidos	-	-	118	103
Préstamos	499.873	2.616.657	1.734.369	1.974.311
Deudas comerciales	718.533	420.727	1.389.444	214.357
Total del pasivo corriente	1.249.350	3.052.039	3.219.126	2.371.121
Total del pasivo	7.412.304	9.865.292	11.207.860	10.180.430
Total del pasivo y patrimonio	9.976.959	12.029.708	13.196.664	12.433.728

(1) Información no auditada.

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de CTR al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Capital Social	73.070	73.070	73.070	73.070
Ajuste de capital	517.532	517.532	517.532	517.532
Reserva legal	2.464	13.967	13.967	13.967
Reserva facultativa	44.695	263.249	263.249	263.249
Reserva por revalúo técnico	-	951.840	823.852	801.507
Reserva especial RG 777/18	1.106.615	1.106.615	1.038.763	1.010.589
Otros resultados integrales	-	(894)	(1.583)	(1.583)
Resultados no asignados	820.279	(760.964)	(740.047)	(425.033)
Total Patrimonio	2.564.656	2.164.416	1.988.804	2.253.297

(1) Información no auditada.

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de CTR al 30 de junio de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio/período	1.340.965	250.844	371.466	371.466	722.275
Flujos de efectivo (aplicados a) generados por actividades operativas	(166.176)	405.561	1.973.868	1.362.587	824.576
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(2.202.477)	(949.317)	(433.207)	(344.173)	(483.339)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiación	689.706	551.629	(1.438.695)	(1.255.539)	(678.207)
RECPAM	532.242	80.947	168.431	33.669	78.452

Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	56.585	31.801	80.411	37.934	154.499
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período	250.844	371.466	722.275	205.945	618.255

(1) Información no auditada

Otra información contable (expresada en miles de Pesos)

En la siguiente tabla se concilia nuestro EBITDA Ajustado con nuestros resultados operativos en virtud de las NIIF, para los ejercicios y períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾
Resultado operativo	674.007	724.584	1.929.450	942.059
Depreciaciones	128.071	485.450	626.797	270.132
EBITDA Ajustado (No auditado)	802.078	1.210.034	2.556.247	1.212.191

(1) Información no auditada.

b) INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de CTR para los períodos indicados.

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de
	2017	2018	2019	2020
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,47	0,37	0,92	1,02
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,35	0,22	0,18	0,22
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,82	0,91	0,77	0,81
Rentabilidad financiera (Resultado del período anualizado / Patrimonio promedio) (No auditado)	0,33	(0,57)	(0,05)	0,14
Rentabilidad del activo (Resultado del período anualizado / Patrimonio) (No auditado)	28,51%	(62,43%)	(5,29%)	(14,48%)
Endeudamiento (Deudas financieras netas de efectivo y equivalentes de efectivo / EBITDA ajustado anualizado) (No auditado)	7,32	5,05	2,46	3,08
Ratio de cobertura de intereses (EBITDA ajustado anualizado / intereses financieros devengados anualizados) (No auditado)	3,30	1,65	2,84	7,51
Margen EBITDA (EBITDA ajustado / Ventas anualizadas) (No auditado)	0,74	0,76	0,81	0,82

c) CAPITALIZACION Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de CTR para los ejercicios indicados.

Al 31 de diciembre de	Al 30 de junio
-----------------------	----------------

	2017	2018	2019	2020
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Efectivo y equivalentes de efectivo	250.844	371.466	722.275	618.255
Deudas financieras corrientes				
Sin Garantía	-	1.893.103	1.165.816	246.529
Con Garantía	499.873	723.554	568.553	1.727.782
Total deudas financieras corrientes	499.873	2.616.657	1.734.369	1.974.311
Deudas financieras no corrientes				
Sin Garantía	-	1.385.933	353.490	309.136
Con Garantía	5.369.999	4.728.754	5.941.185	5.647.768
Total deudas financieras no corrientes	5.369.999	6.114.687	6.294.675	5.956.903
Endeudamiento total	5.869.872	8.731.345	8.029.044	7.931.214
Patrimonio	2.564.656	2.164.416	1.988.804	2.253.297
Capitalización y Endeudamiento	8.434.528	10.895.760	10.017.848	10.184.511

(1) Información no auditada.

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
		2017	2018	2019	2020	Tasa
		(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Acreeedores por Leasing	AR\$	41.320	44.329	35.120	30.825	Variable
Préstamo Banco Provincia	USD	-	700.376	744.838	648.392	Variable
Préstamo Banco Ciudad	USD	446.920	387.843	349.528	317.205	Fija
Préstamo Banco ICBC	AR\$	-	323.175	85.479	83.608	Variable
Préstamo Banco Macro	USD	-	329.391	114.069	120.812	Fija
Bono Internacional	USD	3.390.785	4.735.074	4.922.550	5.106.346	Fija
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	1.990.847	1.720.907	1.777.461	1.624.027	Variable
Sociedades relacionadas	AR\$	-	490.250	-	-	Fija
Total deuda		5.869.872	8.731.345	8.029.044	7.931.214	

(1) Información no auditada

d) CAPITAL SOCIAL

A la fecha de este Prospecto, el capital social de CTR es de \$73.070.470, representado por \$73.070.470 acciones clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción, las cuales se encuentran totalmente integradas. Las acciones de CTR no se encuentran autorizadas a la oferta pública.

El 30 de diciembre de 2013 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de CTR decidió aumentar el capital social en la suma de \$6.706.517, quedando el mismo en la suma informada de \$73.070.470, encontrándose inscripta en la Inspección General de Justicia en el N° 8518 L° 68, T° - de sociedad por acciones en la fecha 15 de mayo de 2014.

e) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

Ver “Antecedentes Financieros del Garante – Cambios Significativos”.

f) RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

1. Resultados Operativo

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 comparado con el mismo período de 2019

Ventas

Las ventas netas disminuyeron a \$1.407.061 miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, comparado con los \$1.442.426 miles del mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$35.365 miles o 2%.

En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, el despacho de energía fue de 588.824 MWh, lo que representa un aumento del 12% comparado con los 525.003 MWh del mismo período de 2019.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	517.280	587.311	70.031	14%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	7.723	1.513	(6.210)	(80%)
	525.003	588.824	63.821	12%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de Pesos):

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	1.440.592	1.405.772	(34.820)	(2%)
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	1.834	1.289	(545)	(30%)
	1.442.426	1.407.061	(35.365)	(2%)

(1) Información no auditada

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 en comparación con el mismo período de 2019:

- (i) \$1.405.772 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó una disminución del 2% respecto de los \$1.440.592 miles del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. Dicha variación se explica a que el efecto de la reexpresión por el IPC en las ventas de energía y potencia correspondientes al período 2019 fue mayor al aumento en el despacho de energía e incremento en el tipo de cambio en el mismo período 2020.

Costo de Ventas

Los costos de venta totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$369.652 miles comparado con \$474.360 miles del mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$104.708 miles o 22%.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Compra de energía eléctrica	(1.508)	(11.121)	(9.613)	637%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(52.611)	(51.019)	1.592	(3%)
Planes de beneficios definidos	(633)	(739)	(106)	17%
Servicios de mantenimiento	(41.919)	(12.070)	29.849	(71%)

Depreciación de propiedades, planta y equipo	(353.846)	(270.132)	83.714	(24%)
Vigilancia y portería	(3.729)	(3.923)	(194)	5%
Seguros	(11.294)	(11.053)	241	(2%)
Impuestos, tasas y contribuciones	(5.331)	(5.321)	9	(0%)
Otros	(3.490)	(4.275)	(785)	22%
Costo de ventas	(474.360)	(369.652)	104.707	(22%)

(1) Información no auditada.

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 en comparación con el mismo período de 2019:

- (iv) \$270.132 miles por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó una disminución del 24% respecto de los \$353.846 miles del mismo período de 2019. Esta variación se origina, principalmente, por el efecto de la amortización correspondiente al Revalúo Técnico efectuado en junio y diciembre 2019. Este punto no implica una salida de caja.
- (v) \$48.872 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó una disminución del 2% respecto de los \$50.080 miles para el mismo período de 2019. A pesar de que hubo incrementos salariales, el efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos en sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, correspondientes al período 2019, fue mayor.
- (vi) \$12.070 miles por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución de costos del 71% respecto de los \$41.919 miles para el mismo período de 2019. Esto se debe, a que con fecha 15 de noviembre de 2019 se firmó la adenda al contrato de mantenimiento con GE, modificando las condiciones de contrato. Implica que, durante 2020, se harán inspecciones en las turbinas, cambiando repuestos para prolongar la vida útil de los equipos.

Resultado Bruto

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendió a \$1.037.409 miles comparado con \$968.066 miles del mismo período de 2019, lo que equivale a un incremento de \$69.343 miles o 7%. Dicha variación se explica principalmente por una disminución en los costos de ventas, atenuado por el incremento en el tipo de cambio y el aumento en el despacho de energía.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$32.342 miles comparado con \$36.744 miles del mismo período de 2019, lo que equivale a una disminución de \$4.402 miles o 12%.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Impuestos, tasas y contribuciones	(36.744)	(32.342)	4.402	(12%)
Gastos de comercialización	(36.744)	(32.342)	4.402	(12%)

(1) Información no auditada.

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$92.501 miles lo que representó una disminución del 0,1%, comparado con los \$92.642 miles del mismo período de 2019.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Honorarios y retribuciones por servicios	(89.448)	(87.062)	2.385	(3%)
Alquileres	(1.876)	(1.909)	(34)	2%
Viajes y movilidad y gastos de representación	-	(2.054)	(2.054)	100%
Donaciones	-	(109)	(109)	100%

Diversos	(1.319)	(1.367)	(48)	4%
Gastos de administración	(92.642)	(92.501)	141	(0%)

(1) Información no auditada.

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (iii) \$87.062 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó una disminución del 3% comparado con los \$89.448 miles correspondientes al mismo período de 2019. Dicha variación se debe a la facturación de servicios administrativos realizados por RGA. A pesar de que hubo incrementos en la facturación de servicios administrativos realizados por RGA, el efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos por honorarios y retribuciones por servicios correspondientes al período 2019, fue mayor.

Otros ingresos operativos:

Los otros ingresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendieron a \$29.493 miles lo que representó un aumento del 100%, comparado con el mismo período de 2019.

Los principales componentes de otros ingresos operativos de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$29,5 millones en multa a proveedor por mora en la entrega de una turbina para el ciclo cerrado, lo que representó un aumento del 100%, comparado con el mismo período de 2019, donde no había ingresos por dicho concepto.

Resultado operativo

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 ascendió a \$942.059 miles comparado con \$838.680 miles del mismo período de 2019, lo que equivale a un aumento de \$103.379 miles o un 12%.

Resultados financieros, netos

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2019	2020		
	(en miles de pesos) ⁽¹⁾			
Intereses comerciales	16.989	(27.696)	(44.685)	(263%)
Intereses por préstamos	(482.652)	(342.984)	139.668	(29%)
Gastos y comisiones bancarias	(391)	(562)	(171)	44%
Diferencia de cambio neta	(811.079)	(930.769)	(119.690)	15%
RECPAM	1.565.731	763.470	(802.261)	(51%)
Otros resultados financieros	(8.314)	17.852	26.167	(315%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	280.283	(520.689)	(800.973)	(286%)

(1) Información no auditada.

Los resultados financieros y por tenencia netos para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 totalizaron una pérdida de \$520.689 miles, comparado con una ganancia de \$280.283 miles del mismo período de 2019, representando una variación negativa de \$800.973 miles. La variación se debe principalmente al efecto del ajuste por inflación, al efecto de la variación en el tipo de cambio y a la variación de intereses por préstamos.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$342.984 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó una disminución del 29% respecto de los \$482.652 miles de pérdida del mismo período de 2019. A pesar de que el tipo de cambio aumento, se refleja una disminución de los intereses por préstamos debido al efecto de la reexpresión por el IPC de dichos resultados correspondientes al período 2019.
- (ii) \$930.769 miles de pérdida por diferencia de cambio neta, lo que representó un aumento del 15% respecto de los \$811.079 miles de pérdida del mismo período de 2019. La variación se debe, principalmente, a que en el período de 2020 el aumento del tipo de cambio fue mayor (18%) al aumento en el mismo período 2019 (13%).

- (iii) \$763.470 miles de resultado por RECPAM, lo que represento una disminución de un 51% respecto de los \$1.565.731 miles de resultado por RECPAM del ejercicio 2019, debido, al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados correspondientes al período 2019.

Resultado Neto

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$421.370 miles, comparada con los \$1.118.963 miles de ganancia por el mismo período de 2019, lo que representa una disminución del 62%. Dicha variación se explica principalmente por la variación de los resultados por RECPAM.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$156.876 miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 en comparación con los \$633.382 miles de pérdida del mismo período de 2019. Obteniendo así una ganancia después de impuesto a las ganancias de \$264.494 miles comparado con los \$485.582 miles de ganancia del mismo período de 2019.

Resultados integrales del período

Los otros resultados integrales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron una pérdida de \$725.596 miles, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado al 30 de junio de 2019 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias. En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 no hubo otros resultados integrales.

El resultado integral total del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 es una ganancia de \$264.494 miles, representando un aumento de \$504.508 miles respecto de la pérdida integral del mismo período de 2019, de \$240.014 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$3.165.915 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, comparado con los \$1.601.220 miles del ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$1.564.695 miles o 98%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el despacho de energía fue de 1.100.820 MWh, lo que representa un aumento del 313% comparado con los 266.309 MWh del ejercicio 2018.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	266.309	1.085.564	819.255	308%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	-	15.256	15.256	100%
	266.309	1.100.820	834.511	313%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	1.567.686	3.158.977	1.591.291	102%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	33.534	6.938	(26.596)	(79%)
	1.601.220	3.165.915	1.564.695	98%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio 2018:

- (i) \$3.158.977 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 102% respecto de los \$1.567.686 miles del ejercicio 2018. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, debido a que entro en funcionamiento el Ciclo Cerrado en la Central a partir del 4 de agosto de 2018, un incremento en el tipo de cambio y producto de la aplicación de la Resolución SRRyME 01/2019 que estableció nuevos mecanismos de remuneración.

Costo de Ventas

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$952.126 miles comparado con \$766.293 miles del ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$ 185.832 miles o 24%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(2.687)	(7.901)	(5.215)	194%
Consumo de gas y gasoil de planta	(65.142)	(83.994)	(18.851)	29%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(83.396)	(100.964)	(17.569)	21%
Planes de beneficios definidos	(6.382)	(1.202)	5.180	(81%)
Servicios de mantenimiento	(65.588)	(80.823)	(15.235)	23%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(485.450)	(626.797)	(141.347)	29%
Vigilancia y portería	(7.521)	(6.669)	852	(11%)
Seguros	(19.377)	(24.642)	(5.265)	27%
Impuestos, tasas y contribuciones	(10.574)	(9.431)	1.143	(11%)
Otros	(20.177)	(9.703)	10.474	(52%)
Costo de ventas	(766.293)	(952.126)	(185.832)	24%

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio 2018:

- (i) \$83.994 miles por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 29% respecto de los \$65.142 miles del ejercicio 2018. Dicha variación es producto de la variación del tipo de cambio y el aumento de consumo de gasoil en el ejercicio.
- (ii) \$100.964 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 21% respecto de los \$83.396 miles para el ejercicio 2018, variación producto de los incrementos salariales neto de las activaciones de las remuneraciones cuyas tareas estaban afectadas al cierre de ciclo.
- (iii) \$626.797 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó un incremento del 29% respecto de los \$485.450 miles del ejercicio 2018. Esta variación se origina principalmente en la amortización de bienes de uso dados de alta el último año.

Resultado Bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a \$2.213.790 miles comparado con \$834.927 miles del ejercicio 2018, lo que equivale a un incremento de \$1.378.863 miles o 165%. Dicha variación se explica principalmente por el aumento en el despacho de energía y el incremento en el tipo de cambio.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$92.137 miles comparado con \$24.790 miles del ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$67.348 miles o 272%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(24.790)	(92.137)	(67.348)	272%
Gastos de comercialización	(24.790)	(92.137)	(67.348)	272%

El principal componente de los gastos de comercialización de la Sociedad es el siguiente:

- (i) \$92.137 miles por impuesto, tasas y contribuciones, lo que representó un aumento del 272 % respecto de los \$24.790 miles del ejercicio 2018. El aumento acompaña la variación en las ventas del presente ejercicio respecto al anterior.

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$192.203 miles lo que representó un aumento del 124%, comparado con \$85.714 miles del ejercicio 2018.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(79.237)	(185.052)	(105.815)	134%
Honorarios a directores	(369)	-	369	(100%)
Alquileres	(4.530)	(3.755)	774	(17%)
Viajes y movilidad y gastos de representación	(11)	(1.744)	(1.734)	16.343%
Donaciones	-	(134)	(134)	100%
Diversos	(1.567)	(1.517)	50	(3%)
Gastos de administración	(85.714)	(192.203)	(106.489)	124%

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$185.052 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 134% comparado con los \$79.237 miles correspondientes al ejercicio 2018. Dicha variación se debe a la facturación de servicios administrativos realizados por RGA.
- (ii) \$3.755 miles de alquileres, representando una disminución del 17% comparado con los \$4.530 miles correspondientes al ejercicio 2018. A pesar de que hubo un aumento del precio del alquiler de las oficinas administrativas en 2019, el efecto de la reexpresión por el IPC de los gastos por alquileres de las oficinas, correspondientes al ejercicio 2018, fue mayor.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a \$1.929.450 miles comparado con \$724.584 miles del ejercicio 2018, lo que equivale a un aumento de \$1.205.026 miles o un 166%.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 totalizaron una pérdida de \$1.016.762 miles, comparado con una pérdida de \$2.493.896 miles del ejercicio 2018, representando una disminución del 59%. La variación se debe principalmente al efecto del ajuste por inflación, al efecto de la variación en el tipo de cambio, cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2018	2019		
	(en miles de pesos)			
RECPAM	2.735.025	3.215.801	480.777	18%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipos	61.563	-	(61.563)	(100%)

Intereses comerciales	9.122	38.952	29.829	327%
Intereses por préstamos	(731.629)	(899.240)	(167.611)	23%
Gastos y comisiones bancarias	(2.147)	(4.149)	(2.003)	93%
Diferencia de cambio neta	(4.729.847)	(3.364.110)	1.365.737	(29%)
Otros resultados financieros	164.016	(4.015)	(168.032)	(102%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(2.493.896)	(1.016.762)	1.477.134	(59%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$3.364.110 miles de pérdida por diferencia de cambio neta, lo que representó una disminución del 29% respecto de los \$4.729.847 miles de pérdida del ejercicio 2018. A pesar, que el tipo de cambio aumento en el ejercicio 2019 con respecto al ejercicio 2018, se refleja una disminución del resultado por tenencia debido, principalmente, al efecto de la reexpresión por el IPC de los resultados por diferencia de cambio correspondientes al ejercicio 2018.
- (ii) \$899.240 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 23% respecto de los \$731.629 miles de pérdida del ejercicio 2018 producto de los nuevos instrumentos financieros tomados entre ambos ejercicios y la variación del tipo de cambio.
- (iii) \$3.215.801 miles de resultado positivo por RECPAM, lo que represento un aumento de un 18% respecto de los \$2.735.025 miles de resultado por RECPAM del ejercicio 2018.
- (iv) \$38.952 miles de ganancia por intereses comerciales, lo que representó un aumento del 327 % respecto de los \$9.122 miles de ganancia del ejercicio 2018.
- (v) \$4.149 miles de pérdida por gastos y comisiones bancarias, lo que representó un aumento de un 93% respecto de los \$2.147 miles de pérdida del ejercicio 2018.

Resultado Neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registra una ganancia antes de impuestos de \$912.688 miles, comparada con los \$1.769.312 miles de pérdida del ejercicio 2018, lo que representa un aumento del 152%. Dicha variación se explica principalmente en la variación del tipo de cambio, a cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$1.017.984 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con los \$418.126 miles de ganancia del ejercicio 2018. Obteniendo así una pérdida después de impuesto a las ganancias de \$105.296 miles comparado con los \$1.351.187 miles de pérdida del ejercicio 2018.

Otros resultados integrales del ejercicio

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$70.316 miles negativos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, representando una disminución del 107% respecto del mismo ejercicio de 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo realizado al 31 de marzo de 2019, junio 2019 y diciembre 2019 y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del ejercicio es una pérdida de \$175.612 miles, representando una disminución de 56% respecto de la pérdida integral del mismo ejercicio de 2018, de \$400.240 miles.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$ 1.601.220 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, comparado con los \$ 1.089.326 miles del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$ 511.894 miles o 47%.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el despacho de energía fue de 266.309 MWh, lo que representa un aumento del 119% comparado con los 121.723 MWh del ejercicio 2017.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	120.746	266.309	145.563	121%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	977	-	(977)	(100%)
	121.723	266.309	144.586	119%

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. 220	1.063.135	1.567.686	504.551	47%
Venta de Energía Res. 95 mod. más spot	26.191	33.534	7.343	28%
	1.089.326	1.601.220	511.894	47%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio 2017:

- (i) \$ 1.567.686 miles por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 47% respecto de los \$ 1.063.135 miles del ejercicio 2017. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre un aumento en el despacho de energía, debido a que entro en funcionamiento el Ciclo Cerrado en la Central a partir del 4 de agosto de 2018, un incremento en el tipo de cambio y una disminución en el período de consumo de gasoil.

Costo de Ventas

Los costos de venta totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$766.293 miles comparado con \$342.218 miles del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$424.075 miles o 124%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(24.486)	(2.687)	21.799	(89%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(60.757)	(65.142)	(4.385)	7%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(64.193)	(83.396)	(19.203)	30%
Planes de beneficios definidos	-	(6.382)	(6.382)	100%
Servicios de mantenimiento	(29.758)	(65.588)	(35.830)	120%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(128.071)	(485.450)	(357.378)	279%
Vigilancia y portería	(7.936)	(7.521)	415	(5%)
Seguros	(12.709)	(19.377)	(6.668)	52%
Impuestos, tasas y contribuciones	(8.024)	(10.574)	(2.550)	32%
Otros	(6.284)	(20.177)	(13.893)	221%
Costo de ventas	(342.218)	(766.293)	(424.075)	124%

A continuación, se describen los principales costos de venta de la Sociedad, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio 2017:

- (i) \$ 65.142 miles por consumo de gas y gasoil de planta, lo que representó un aumento del 7% respecto de los \$60.757 miles del ejercicio 2017. Dicha variación es producto de la variación del tipo de cambio y el aumento de consumo de gasoil en el ejercicio.

- (ii) \$83.396 miles por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un incremento del 30% respecto de los \$64.193 miles para el ejercicio 2017, variación producto de los incrementos salariales neto de las activaciones de las remuneraciones cuyas tareas estaban afectadas al cierre de ciclo.
- (iii) \$485.450 miles por depreciación de bienes de uso, lo que representó un incremento del 279% respecto de los \$128.071 miles del ejercicio 2017. Esta variación se origina principalmente en la amortización de bienes de uso dados de alta el último año.

Resultado Bruto

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a \$834.927 miles comparado con \$747.108 miles del ejercicio 2017, lo que equivale a un incremento de \$87.819 miles o 12%. Dicha variación se explica principalmente por el efecto neto entre la disminución en el despacho de energía y el incremento en el tipo de cambio.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$24.790 miles comparado con \$17.224 miles del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$7.566 miles o 44%.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(17.224)	(24.790)	(7.566)	44%
Gastos de comercialización	(17.224)	(24.790)	(7.566)	44%

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$85.714 miles lo que representó un aumento del 52%, comparado con \$56.344 miles del ejercicio 2017.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(36.570)	(79.237)	(42.668)	117%
Honorarios a directores	(8.623)	(369)	8.254	(96%)
Alquileres	(5.031)	(4.530)	501	(10%)
Donaciones	(2.910)	-	2.910	(100%)
Diversos	(3.211)	(1.578)	1.633	(51%)
Gastos de administración	(56.344)	(85.714)	(29.369)	52%

Los principales componentes de los gastos de administración de la Sociedad son los siguientes:

- (i) \$79.237 miles en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 117% comparado con los \$36.570 miles correspondientes al ejercicio 2017. Dicha variación se debe a la facturación de servicios administrativos realizados por RGA.
- (ii) \$4.530 miles de alquileres, representando una disminución del 10% comparado con los \$5.031 miles correspondientes al ejercicio 2017, correspondiente principalmente al aumento del alquiler de las oficinas administrativas.

Resultado operativo

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a \$724.584 miles comparado con \$674.007 miles del ejercicio 2017, lo que equivale a un aumento de \$50.884 miles o un 8%.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 totalizaron una pérdida de \$2.493.896 miles, comparado con una ganancia de \$72.184 miles del ejercicio 2017, representando un incremento del 3555%. La variación se debe principalmente al efecto de la variación en el tipo de cambio, cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Var.	Var. %
	2017	2018		
	(en miles de pesos)			
RECPAM	563.796	2.735.025	2.171.228	385%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipos	(61.563)	61.563	123.127	(200%)
Intereses comerciales	(38.811)	9.122	47.934	(124%)
Intereses por préstamos	(243.276)	(731.629)	(488.353)	201%
Gastos y comisiones bancarias	(1.692)	(2.147)	(454)	27%
Diferencia de cambio neta	(241.426)	(4.729.847)	(4.488.421)	1.859%
Otros resultados financieros	95.157	164.016	68.859	72%
Resultados financieros y por tenencia, netos	72.184	(2.493.896)	(2.566.081)	(3.555%)

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$731.629 miles de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 201% respecto de los \$243.276 miles de pérdida del ejercicio 2017 producto de los nuevos instrumentos financieros tomados entre ambos periodos, como ON IV, Co-emisión ON I entre GMSA y CTR y otras deudas bancarias.
- (ii) \$2.147 miles de pérdida por gastos y comisiones bancarias, lo que representó una disminución de un 24% respecto de los \$1.692 miles de pérdida del ejercicio 2017.
- (iii) \$9.122 miles de ganancia por intereses comerciales, lo que representó un aumento del 124% respecto de los \$38.811 miles de pérdida del ejercicio 2017.
- (iv) \$2.735.025 miles de resultado por RECPAM, lo que representó un aumento de un 385% respecto de los \$563.796 miles de resultado por RECPAM del ejercicio 2017.

Resultado Neto

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$ 1.769.312 miles, comparada con los \$746.191 miles de ganancia del ejercicio 2017, lo que representa una disminución del 337%. Dicha variación se explica principalmente en la variación del tipo de cambio, a cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y a la variación de intereses por préstamos

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de \$418.126 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con los \$14.902 miles de pérdida del ejercicio 2017. Obteniendo así una pérdida después de impuesto a las ganancias de \$1.351.187 miles comparado con los \$731.289 miles de ganancia del ejercicio 2017.

Otros resultados integrales del ejercicio

Los otros resultados integrales del ejercicio fueron de \$950.946 miles negativos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, e incluyen el revalúo de propiedades, planta y equipo, plan de beneficios definidos y su correspondiente efecto en el impuesto a las ganancias.

El resultado integral total del ejercicio es una pérdida de \$400.240 miles, representando una disminución de 155% respecto de la ganancia integral del mismo ejercicio de 2017, de \$731.289 miles.

2. Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes de Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de CTR son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por CTR.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de CTR (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación en miles de Pesos:

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre			Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2017	2018	2019	2019	2020
	(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio/período	1.340.965	250.844	371.466	371.466	722.275
Flujos de efectivo (aplicados a) generados por actividades operativas	(166.176)	405.561	1.973.868	1.362.587	824.576
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(2.202.477)	(949.317)	(433.207)	(344.173)	(483.339)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiación RECPAM	689.706	551.629	(1.438.695)	(1.255.539)	(678.207)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	56.585	31.801	80.411	37.934	154.499
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período	250.844	371.466	722.275	205.945	618.255

(1) Información no auditada

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$824.576 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1.212.367 miles, absorbido parcialmente por una disminución en deudas comerciales de \$662.411 miles, compensado con un aumento de otros créditos y créditos por ventas de \$219.641 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$483.339 miles, debido principalmente a los préstamos otorgados y cobrados por \$339.119 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2020 fueron de \$678.207 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$1.362.587 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1.192.767 miles, absorbido parcialmente por un aumento en deudas comerciales de \$667.593, compensado por una disminución en créditos por ventas y otros créditos de \$486.313.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$344.173 miles, debido principalmente a los préstamos otorgados por \$320.323 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 fueron de \$1.255.539 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se generaron fondos netos por \$1.973.868 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$2.553.299 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos de \$392.264 miles, compensado por una disminución en deuda comercial de \$191.226 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$433.207 miles, principalmente a préstamos otorgados \$396.277 miles y a la adquisición de propiedades, planta y equipos \$36.970 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$1.438.695 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$578.458 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$2.097.708 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, se generaron fondos netos por \$405.561 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1.214.638 miles, absorbido principalmente por una disminución en créditos por ventas y otros créditos de \$917.306 miles y una disminución en una deuda comercial de \$1.730.837 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$949.317 miles, principalmente por la adquisición de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (generados por) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de \$551.629 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$3.253.719 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$2.702.090 miles.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, se aplicaron a fondos netos por \$166.176 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$808.558 miles, absorbido principalmente por un aumento en deudas comerciales de \$844.650 miles y un aumento en los créditos por ventas de \$77.885 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$2.202.477 miles, principalmente por la adquisición de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (generados por) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$689.706 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$1.551.583 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$861.877 miles.

Capital de trabajo

En nuestra opinión, nuestro capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Endeudamiento (en miles de Pesos)

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos al:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
		2017	2018	2019	2020	Tasa
		(en miles de pesos)			(en miles de pesos) ⁽¹⁾	
Acreeedores por Leasing	ARS	41.320	44.329	35.120	30.825	Variable
Préstamo Banco Provincia	USD	-	700.376	744.838	648.392	Variable
Préstamo Banco Ciudad	USD	446.920	387.843	349.528	317.205	Fija
Préstamo Banco ICBC	ARS	-	323.175	85.479	83.608	Variable
Préstamo Banco Macro	USD	-	329.391	114.069	120.812	Fija
Bono Internacional	USD	3.390.785	4.735.074	4.922.550	5.106.346	Fija
Obligaciones negociables	ARS y USD	1.990.847	1.720.907	1.777.461	1.624.027	Variable
Sociedades relacionadas	ARS	-	490.250	-	-	Fija
Total deuda		5.869.872	8.731.345	8.029.044	7.931.214	

(1) Información no auditada

Para una descripción detallada del endeudamiento de CTR, véase “*Antecedentes Financieros del Garante – Endeudamiento*” en este Prospecto.

3. Información sobre Tendencias

Véase “*Antecedentes Financieros del Garante – Información Sobre Tendencias*” en este Prospecto.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por las Sociedades en el marco del Programa. Dichos términos y condiciones generales serán aplicables a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, sin perjuicio de lo cual en los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán los presentes términos y condiciones generales con relación a las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie. Los términos y condiciones de cada Clase o Serie deberán encuadrarse dentro de los términos y condiciones del Programa.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, co-emitidas con garantía común, especial y/o flotante, y con o sin garantía de terceros.

Garante

Albanesi garantizará las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo este Programa -con el alcance y en los términos que se indiquen en los respectivos Suplementos-, salvo que se determine lo contrario en los respectivos Suplementos.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 700.000.000, o su equivalente en otras monedas. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al Peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en Pesos o en cualquier otra moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

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

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los documentos correspondientes y, a menos que en dichos Suplementos se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará la cantidad real de días transcurridos tomando como base un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado en su respectiva fecha de pago y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitivos sobre el importe impago desde la fecha en que dicho importe debería haber sido abonado, inclusive, y hasta la fecha de su efectivo pago, no inclusive, a la tasa de interés correspondiente al período de intereses en curso en ese momento (o en caso que la falta de pago en cuestión fuera luego de la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables en cuestión, a la tasa de interés que hubiera correspondido a un nuevo período de intereses calculada de la misma manera que la tasa de interés de cualquier otro período de intereses) incrementada en 200 puntos básicos (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables que no devenguen intereses y, a menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los intereses punitivos se devengarán a la tasa implícita de las Obligaciones Negociables en cuestión, incrementada en 200 puntos básicos). A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los intereses punitivos se capitalizarán mensualmente el último día de cada mes calendario y serán considerados, a partir de la fecha en que se produzca tal capitalización, como capital a todos los efectos que pudiera corresponder. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los importes que devenguen intereses conforme con este párrafo no devengarán intereses conforme con el párrafo anterior.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Co-Emisoras realizarán los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, las Co-Emisoras, en el mismo momento en que efectúen la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones (los "Montos Adicionales").

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

(vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por las Co-Emisoras por haber actuado la misma como “obligado sustituto” del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii).

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

El Decreto N° 1.076/92 (modificado por el Decreto N° 1.157/92, y ambos ratificados por Ley N° 24.307) eliminó la exención al impuesto a las ganancias respecto de contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las sociedades anónimas-incluidas las sociedades anónimas unipersonales-, las sociedades en comandita por acciones, las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N° 27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por parte de las utilidades no exentas del impuesto, las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1° de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos en el país conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación -excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea beneficiario del exterior -, los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1° de la Ley N° 24.083, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (en adelante los “Sujetos-excluidos”). Las Co-Emisoras en ningún caso pagarán los montos adicionales referidos más arriba a los tenedores que sean Sujetos-excluidos.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

El agente de registro de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

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

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

Las Co-Emisoras podrán, a su solo criterio, solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación a través de los sistemas de Euroclear S.A. y/o Clearstream Banking.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro o surja del sistema de depósito colectivo, según corresponda.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso que cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, las Co-Emisoras, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirán un nuevo título en reemplazo del mismo.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en todos los casos el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión denunciará el hecho a las Co-Emisoras, a través de una nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la CNV o el BCRA, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación. Una vez presentada la denuncia, las Co-Emisoras suspenderán los efectos del título en cuestión y publicará un aviso en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación, por un día, en el cual se identificará: i) nombre; ii) documento de identidad; iii) domicilio especial del denunciante; iv) datos necesarios para la identificación de los títulos valores comprendidos; v) especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de los títulos, en su caso; y vi) la citación a quienes se crean con derecho para deducir oposición, dentro de los sesenta días. Asimismo, las Co-Emisoras notificarán a CNV y a BYMA sobre el hecho.

Una vez pasados los sesenta días y no existiendo oposición alguna, las Co-Emisoras emitirán un certificado provisorio, o un nuevo título, en caso de tratarse de un título nominativo no endosable. Pasado un año de la entrega del certificado provisorio, las Co-Emisoras lo canjearán por un nuevo título definitivo, a todos los efectos legales, previa cancelación del original, excepto que medie orden judicial en contrario.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de las Co-Emisoras 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 Suplementos correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de las Co-Emisoras que se detallan en el presente Prospecto, y los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión, conforme el artículo 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por las Co-Emisoras a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago o sistema de depósito colectivo en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registrados las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que las Co-Emisoras deban realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea Pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, se considerará “Día Hábil” cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

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

Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los compromisos detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y/o agregar compromisos adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), las Co-Emisoras se obligan a cumplir los siguientes compromisos en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación:

Compromisos de Hacer

Estados Contables, Libros, Cuentas y Registros

Las Sociedades prepararán sus estados contables de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las normas de la CNV), y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. Asimismo, las Sociedades llevarán libros, cuentas y registros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueran aplicados en la Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las normas de la CNV).

Personería Jurídica y Bienes

Las Sociedades deberán: (i) mantener vigente su personería jurídica; (ii) tomar todas las medidas necesarias para mantener todos los derechos, privilegios, títulos de propiedad, y otros derechos similares necesarios y/o convenientes para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones; y (iii) mantener los bienes que sean necesarios para el adecuado desenvolvimiento de sus negocios, actividades y/u operaciones en buen estado de uso y conservación, debiendo efectuar todas las reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras que resulten necesarias para el normal desarrollo de sus negocios, actividades y/u operaciones.

Mantenimiento de Oficinas

Si para una o más Clases de Obligaciones Negociables las Sociedades no hubieran designado un agente de pago y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, las Sociedades mantendrá una oficina en Buenos Aires en la que se podrán presentar las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión para el pago y en la que

podrán entregar las Obligaciones Negociables para el registro de transferencias o canjes. Sin perjuicio de lo anterior, en tanto existan Obligaciones Negociables de cualquier Clase en circulación, las Sociedades mantendrán una oficina en Buenos Aires donde se le podrán enviar, en su caso, notificaciones e intimaciones en relación con las Obligaciones Negociables.

Notificación de Incumplimiento

Las Sociedades notificarán inmediatamente a los tenedores de Obligaciones Negociables en circulación, a través de un aviso en el Boletín Informativo del BYMA y en la AIF, la ocurrencia de cualquier Evento de Incumplimiento (según se define más adelante), salvo que el mismo sea remediado y/o dispensado. Dicha notificación especificará el Evento de Incumplimiento y las medidas que las Sociedades se propongan adoptar en relación con el mismo.

Listado y Negociación

En caso que en los Suplementos correspondientes se especifique que las Obligaciones Negociables de una o más Clases y/o Series listarán y/o negociarán en uno o más mercados autorizados del país o del exterior, las Sociedades realizarán sus mejores esfuerzos para obtener y mantener las correspondientes autorizaciones para dicho listado y/o negociación y para cumplir con los requisitos establecidos por mercados autorizados.

Cumplimiento de Normas y Otros Acuerdos

Las Sociedades cumplirán con todas las normas vigentes que le sean aplicables y con todas las obligaciones asumidas bajo cualquier acuerdo del cual sea parte, salvo cuando el incumplimiento de dichas normas o acuerdos no tuviera un efecto significativo adverso en la situación financiera o de otro tipo, los resultados, las operaciones, los negocios o las perspectivas de las Sociedades.

Transacciones con Partes Relacionadas

Las Sociedades realizarán y celebrarán cualquier transacción y/o serie de transacciones que califiquen como actos o contratos con partes relacionadas bajo la Ley de Mercado de Capitales, en cumplimiento de los requisitos establecidos por dicha ley y las demás normas vigentes aplicables.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de las Sociedades

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades y/o cualquier parte relacionada de las Sociedades podrán, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso las Sociedades y/o dicha parte relacionada de las Sociedades, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por las Sociedades (y/o por cualquier parte relacionada de las Sociedades), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de las Sociedades), 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 las Sociedades ni a dicha parte relacionada de las Sociedades derecho a voto en tales asambleas ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en “*Eventos de Incumplimiento*” del presente y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes.

Rescate a Opción de las Sociedades y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de las Sociedades y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate por Razones Impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades podrán, mediante notificación irrevocable efectuada a los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, respetando siempre el trato igualitario de los inversores, con una antelación no menor a 30 días ni mayor a 60 días a la fecha en que las Sociedades vayan a efectuar el rescate en cuestión, rescatar cualquier clase y/o

serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que (i) en ocasión del siguiente pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, las Sociedades se encuentren, o vayan a encontrarse, obligadas a abonar cualquier monto adicional bajo “Montos Adicionales” del presente como resultado de cualquier cambio, modificación y/o reforma de las normas vigentes de la Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o como resultado de cualquier cambio en la aplicación, reglamentación y/o interpretación gubernamental de dichas normas vigentes, incluida la interpretación de cualquier tribunal competente, toda vez que dicho cambio o modificación entre en vigor en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión o con posterioridad a la misma; y (ii) dicha obligación no pueda ser evitada por las Sociedades mediante la adopción por parte de las mismas de medidas razonables a su disposición. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables que se rescaten conforme con la presente cláusula se rescatarán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables así rescatados, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables en cuestión.

Eventos de Incumplimiento

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes (en los cuales se podrá modificar uno o más de los eventos de incumplimiento detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, establecer que uno o más de los mismos no serán aplicables en relación con las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, y/o agregar eventos de incumplimiento adicionales a los detallados a continuación en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), en caso de ocurrir y mantenerse vigente uno o varios de los siguientes eventos, cada uno de ellos constituirá un “Evento de Incumplimiento”:

- (i) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, y dicho incumplimiento subsista durante un período de cinco días;
- (ii) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier monto de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión (excluyendo cualquier monto de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión), y dicho incumplimiento subsista durante un período de diez días;
- (iii) incumplimiento por parte de las Sociedades de las obligaciones asumidas en el marco del capítulo “Compromisos” del presente (y/o de las obligaciones asumidas en el marco de otros “compromisos” que se establezcan en los Suplementos correspondientes), y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días;
- (iv) incumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier obligación bajo las Obligaciones Negociables (distinta de las referidas en los incisos (i), (ii) y/o (iii) anteriores) y dicho incumplimiento subsista durante un período de 30 días contados a partir de la fecha en la cual las Sociedades hayan recibido de cualquier tenedor una notificación por escrito en la que se especifique dicho incumplimiento y se solicite su subsanación;
- (v) (a) cualquier Endeudamiento (según dicho término se define más adelante) de las Sociedades (distinto de las Obligaciones Negociables), se torna exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento de un modo que no sea a opción de las Sociedades, y/o (b) cualquier Endeudamiento de las Sociedades (distinto de las Obligaciones Negociables), no es pagado a su vencimiento o, según sea el caso, dentro del período de gracia aplicable, y/o (c) incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago a su vencimiento de cualquier importe debido en razón de cualquier garantía y/o indemnidad, actual o futura, constituida respecto de cualquier Endeudamiento; siempre que la suma total de los respectivos Endeudamientos, garantías y/o indemnidades respecto de los cuales uno o más de los Eventos de Incumplimiento incluidos en este inciso haya ocurrido sea igual o superior a U\$S 30.000.000 (o su equivalente en otras monedas), y dicho evento subsista durante un período de 30 días, (salvo que, en los eventos previstos en los puntos (b) y/o (c) de este inciso, la falta de pago se deba exclusivamente a la existencia de controles cambiarios en la Argentina que impidan a las Sociedades efectuar los pagos en cuestión habiendo cumplido con todas la exigencias previstas por las normas vigentes y en la medida que no se

hubiera tornado exigible y pagadero con anterioridad a su vencimiento el Endeudamiento, garantía y/o indemnidad en cuestión de acuerdo con sus respectivos términos y las Sociedades acredite que cuenta con los fondos suficientes para efectuar los pagos en cuestión y que no cuenta con ningún otro medio y/o recurso disponible para efectuar tales pagos conforme con las normas vigentes);

- (vi) Se dictaren una o más decisiones judiciales finales e irrecurribles, o se librare una orden u órdenes para el pago de dinero, en conjunto, por una suma superior a Dólares Estadounidenses veinticinco millones (U\$S 25.000.000) (o su equivalente en otra moneda) decididas por uno o más tribunales judiciales, tribunales administrativos o cualquier otro órgano con competencia jurisdiccional respecto de las Co-Emisoras y tales decisiones jurisdiccionales u órdenes (en el monto en exceso de la suma antedicha) no se pagaren, anularen, o revocaren dentro de los sesenta (60) días siguientes a la notificación del pronunciamiento o se hubieren recurrido ante las instancias correspondientes dentro de dicho plazo;
- (vii) incumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier pago dispuesto por una sentencia firme dictada por un tribunal competente y pasada en autoridad de cosa juzgada, siempre que el importe a pagar dispuesto por dicha sentencia sea igual o superior a U\$S 25.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y hayan transcurrido 30 días desde la fecha de pago dispuesta por la respectiva sentencia;
- (viii) las Sociedades (a) son declaradas en concurso preventivo o en quiebra por una sentencia firme dictada por un tribunal competente, y/o las Sociedades son declaradas en cesación de pagos, y/o interrumpen y/o suspenden el pago de la totalidad o de una parte sustancial de sus deudas; (b) piden su propio concurso preventivo o quiebra conforme con las normas vigentes; (c) proponen y/o celebran una cesión general y/o un acuerdo general con o para beneficio de sus acreedores con respecto a la totalidad o a una parte sustancial de sus deudas (incluyendo, sin limitación, un acuerdo preventivo extrajudicial) y/o declaran una moratoria con respecto a dichas deudas; (d) reconocen una cesación de pagos que afecte a la totalidad o una parte sustancial de sus deudas; y/o (e) consienten la designación de un administrador y/o interventor de las Sociedades, respecto de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades;
- (ix) las Sociedades interrumpen el desarrollo de la totalidad o de una parte sustancial de sus actividades u operaciones, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión;
- (x) cualquier tribunal o autoridad gubernamental competente (i) expropia, nacionaliza y/o confisca la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades y/o de su capital accionario; (ii) toma una medida efectiva para la disolución y/o liquidación de las Sociedades, salvo con el objeto de llevar a cabo una fusión; y/o (iii) toma cualquier acción (a) por la cual asuma la custodia y/o el control de la totalidad o una parte sustancial de los bienes y/o ingresos de las Sociedades y/o de las actividades u operaciones de las Sociedades y/o del capital accionario de las Sociedades, y/o (b) que impida a las Sociedades y/o a sus directores, gerentes y/o empleados desarrollar la totalidad o una parte sustancial de sus actividades u operaciones en forma habitual, siempre que dicha acción subsista por un plazo de 30 días y/o tenga un efecto significativo adverso sobre los negocios de las Sociedades y/o la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables;
- (xi) sea ilícito el cumplimiento por parte de las Sociedades de cualquier obligación asumida bajo las Obligaciones Negociables, y/o cualquiera de dichas obligaciones dejara de ser válida, obligatoria y ejecutable; y/o
- (xii) los accionistas y/o directores de las Sociedades dispongan la disolución y/o liquidación de Sociedades, excepto con el fin de llevar a cabo una fusión.

A los efectos del presente, “Endeudamiento” significa, sin duplicación, respecto de cualquier persona física, sociedad anónima, sociedad de responsabilidad limitada, fideicomiso, joint venture, asociación, empresa, sociedad de personas, Autoridad Gubernamental o cualquier otra entidad u organización (“Persona”):

- (i) toda obligación de dicha Persona resultante de préstamos de dinero;
- (ii) toda obligación de dicha Persona instrumentada a través de títulos, *debentures*, pagarés o documentos similares;

- (iii) toda obligación de dicha Persona bajo una venta u otro contrato relativo a propiedades adquiridas por dicha Persona;
- (iv) toda obligación de dicha Persona con respecto al diferimiento del pago del precio de compra de bienes o servicios (excluidas las cuentas comerciales a pagarse en el curso ordinario de los negocios de las Co-Emisoras en condiciones de mercado), que deba ser reflejada en el balance de dicha Persona como pasivo de acuerdo a los PCGA;
- (v) todo Endeudamiento de terceros garantizado mediante (o en virtud del cual el acreedor de dicho Endeudamiento tenga derecho, condicional o no, a ser garantizado mediante) cualquier Gravamen constituido sobre bienes de propiedad o adquiridos por dicha Persona, sin perjuicio de que dicho Endeudamiento garantizado haya sido contraído o no por dicha Persona, previéndose que, en el caso que dicho Endeudamiento no hubiera sido contraído por dicha Persona, el monto de dicho Endeudamiento, a los fines de este acápite (v) será considerado igual al menor de (x) el total adeudado en virtud de dicho Endeudamiento, y (y) el valor de mercado del bien sobre el cual recae dicho Gravamen determinado de buena fe por de dicha Persona;
- (vi) todo Endeudamiento de terceros garantizado por cualquier Garantía de dicha Persona;
- (vii) toda obligación, condicional o no, de dicha Persona como parte relativa a cartas de crédito, aceptaciones bancarias, cartas de garantía o instrumentos similares, excepto (x) aquellas comitadas en el curso ordinario de los negocios de las Co-Emisoras para cancelar cuentas comerciales en condiciones de mercado, o cualquier otra obligación que no constituya un Endeudamiento y (y) aquellas que estén totalmente garantizadas (siempre que tal Garantía esté permitida en el presente);
- (viii) toda obligación de dicha Persona relativa a la adquisición de títulos u otros bienes, emergentes de o en conexión con, la venta de dichos títulos o bienes sustancialmente similares por plazos superiores a 30 días; y
- (ix) toda obligación de dicha Persona bajo Contratos de Cobertura, previéndose sin embargo que (a) las obligaciones relativas a cualquier acuerdo de ese tipo no serán consideradas como Endeudamiento, bajo ninguna circunstancia distinta de las previstas en la cláusula (b); y (b) todo Endeudamiento al que se hace referencia en la cláusula (a) anterior, de cualquier Persona, será igual a cero salvo y hasta que, lo que suceda primero de, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento bajo dicho Endeudamiento, o que dicho Endeudamiento deba ser cancelado, en cuyo caso (a) dicho Endeudamiento no será considerado como tal a los efectos de la limitación al Endeudamiento que se pudiera establecer en cualquier Suplemento y (b) a los fines del evento de incumplimiento previsto en el apartado (v) de este Prospecto, el monto de dicho Endeudamiento será el del pago cancelatorio debido por dicha Persona, determinado conforme lo establecido en el contrato que gobierne dicho Endeudamiento.

El Endeudamiento de cualquier Persona incluirá el Endeudamiento de cualquier entidad (incluida cualquier sociedad en la cual dicha Persona sea socio solidario), en la medida que dicha Persona sea responsable como consecuencia de su participación en, u otra relación con, dicha entidad, a menos que dicha Persona no resulte responsable por tal Endeudamiento conforme los términos de éste.

“Contratos de Cobertura” significa (i) todo *swap* de tasas de interés, convenio sobre tasa de interés máxima u otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación de las tasas de interés, o (ii) todo contrato de compra de divisas a plazo, *swap* de divisas o cualquier otro acuerdo tendiente a otorgar protección contra la fluctuación en los tipos de cambio, en cada caso celebrado en el curso ordinario de los negocios y sin fines especulativos.

“Garantía” significa cualquier obligación, eventual o de otro tipo, de una Persona que directa o indirectamente garantice un Endeudamiento u otra obligación financiera de cualquier otra Persona y, sin limitar la generalidad de lo antedicho, toda obligación, directa o indirecta, eventual o de otro tipo, de dicha Persona (i) de comprar o pagar (o adelantar o proveer fondos para su compra o pago) de dicho Endeudamiento u otra obligación de dicha otra Persona (ya sea que se origine en virtud de convenios de asociación de personas, o por un convenio de administración eficiente, de compra de activos, bienes, títulos valores o servicios, contratos *take-or-pay* o para mantener las condiciones reflejadas en los estados contables o para otro objeto) o (ii) contraída a los fines de garantizar de alguna otra forma al acreedor de dicho Endeudamiento u otra obligación su respectivo pago, o para proteger a dicho acreedor contra toda pérdida incurrida al respecto, ya sea total o parcialmente; disponiéndose que el término “Garantía” no incluye endosos realizados para el cobro o depósito en el curso

ordinario de los negocios ni garantías de cumplimiento que no incluyan ninguna obligación de pago contingente. El término “Garantizar”, en su función de verbo, tendrá el significado correspondiente.

“**Gravamen**” significa (i) en relación con cualquier activo: (a) cualquier hipoteca, fideicomiso, privilegio, prenda, carga o cesión fiduciaria, con el objeto de constituir un derecho real de garantía en relación a dicho activo, o (b) el interés de un vendedor o locador bajo cualquier contrato de venta condicional, leasing o derecho de retención (o cualquier locación financiera que tenga sustancialmente un efecto económico igual al de cualquiera de los anteriores) relacionado con dicho activo; y (ii) en el caso de títulos valores, cualquier opción de compra, licitación o derecho contractual similar de cualquier tercero con relación a dichos títulos valores.

Si se produce y subsiste uno o más Eventos de Incumplimiento, los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación que representen como mínimo el 25% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a las Co-Emisoras, declarar la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, deviniendo la totalidad de tales montos exigibles y pagaderos en forma inmediata. En caso que se hubiera producido la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de cualquier clase, los tenedores de Obligaciones Negociables de dicha clase en circulación que representen como mínimo el 51% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación podrán, mediante notificación escrita a las Sociedades, dejar sin efecto la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de dicha clase, siempre y cuando la totalidad de los Eventos de Incumplimiento hubieran sido subsanados y/o dispensados. Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por las Co-Emisoras, y/o hayan sido adquiridas por cualquier parte relacionada de las Co-Emisoras, mientras se mantengan en cartera por parte de las Co-Emisoras y/o dicha parte relacionada, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular los porcentajes contemplados en este párrafo.

Las disposiciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de los derechos de cada tenedor individual de Obligaciones Negociables de iniciar una acción contra las Co-Emisoras por el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto vencido e impago bajo las Obligaciones Negociables. Los derechos de los tenedores de Obligaciones Negociables detallados en esta cláusula son adicionales a, y no excluyentes de, cualquier otro derecho, facultad, garantía, privilegio, recurso y/o remedio que los mismos tengan conforme con las normas vigentes.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de las Co-Emisoras, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de las Co-Emisoras respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común y no subordinadas, presentes y futuras, de las Co-Emisoras oportunamente vigentes.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

Las Co-Emisoras pueden, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (i) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (ii) agregar eventos de incumplimiento en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, agente de pago y/u otro agente;
- (iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables; y/o

- (v) introducir cualquier cambio que, en opinión de buena fe de los Directorios de las Co-Emisoras, no afecte de modo sustancial y adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Asambleas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por los Directorios o, en su defecto, las comisiones fiscalizadoras de las Co-Emisoras cuando lo juzguen necesario y/o les fuera requerido por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y para tratar y decidir sobre cualquier asunto que compete a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine las Co-Emisoras o en su caso el fiduciario o el agente fiscal designado en relación con las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Si una asamblea se convoca a solicitud de los tenedores referidos más arriba, el orden del día de la asamblea será el determinado en la solicitud y dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en que las Co-Emisoras reciban tal solicitud. Toda asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie será convocada en primera convocatoria con una antelación no inferior a diez días ni superior a 30 respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante cinco Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina, o en segunda convocatoria con una antelación no inferior a ocho días respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante tres Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina. Las asambleas podrán convocarse en primera y segunda convocatoria mediante el mismo aviso de convocatoria. El aviso de convocatoria deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea, el correspondiente orden del día y los requisitos de asistencia, y quedando cualquier costo asociado a cargo de las Sociedades.

La convocatoria de Asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables deberá ser informada como hecho relevante a través de la AIF. En caso de tratarse de asamblea unánime, será informada con una anticipación no menor a 10 (diez) días hábiles.

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

De conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, las asambleas serán presididas por el representante de obligacionistas previamente designado, o en su defecto, por quien la mayoría de los tenedores presentes en la Asamblea en cuestión elijan entre los presentes en la misma; estableciéndose que en caso de no designarse dicho presidente de entre los presentes, la Asamblea será presidida por un miembro del órgano de fiscalización de las Co-Emisoras. Ante la ausencia de estos, será presidida por un representante de la CNV o por quien designe el juez.

Las asambleas de tenedores pueden ser ordinarias o extraordinarias. Corresponde a la asamblea ordinaria la consideración de cualquier autorización, instrucción, o notificación y, en general, todos los asuntos que no sean competencia de la asamblea extraordinaria. Corresponde a la asamblea extraordinaria (i) toda modificación a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables (sin perjuicio que en los supuestos mencionados en los puntos (1) a (6) siguientes se requiere unanimidad, salvo por lo previsto más abajo) y (ii) las dispensas a cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, pero no limitado a, las dispensas a un incumplimiento pasado o Evento de Incumplimiento bajo las mismas).

El quórum para la primera convocatoria estará constituido por tenedores que representen no menos del 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda, y si no se llegase a completar dicho quórum, los tenedores que representen no menos del 30% del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la persona o personas presentes en dicha asamblea (en el caso de una asamblea ordinaria) constituirán quórum para la asamblea convocada en segunda convocatoria. Tanto en las asambleas ordinarias como en las extraordinarias, ya

sea en primera o en segunda convocatoria, las decisiones se tomarán por el voto afirmativo de tenedores que representen la mayoría absoluta del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda según sea el caso, presentes o representados en las asambleas en cuestión, estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen el porcentaje correspondiente del valor nominal en ese momento en circulación de las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie que se especifica en “Eventos de Incumplimiento” para adoptar las medidas especificadas en dicho título. No obstante lo anterior, salvo que los Suplementos correspondientes prevean lo contrario de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones de Negociables, tal como se explica más abajo, se requerirá el voto afirmativo unánime de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie afectados en relación con toda modificación de términos esenciales de la emisión, incluyendo, sin carácter limitativo, a las siguientes modificaciones:

- (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie 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 y/o serie en cuestión;
- (3) cambio del lugar y/o moneda de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión;
- (4) reducción del porcentaje del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesario para modificar o enmendar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o para prestar su consentimiento a una dispensa bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, cuando sea aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y/o reducir los requisitos para votar o constituir quórum descriptos anteriormente;
- (5) eliminar y/o modificar los Eventos de Incumplimiento de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión; y/o
- (6) modificar los requisitos anteriores y/o reducir del porcentaje del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión necesaria para dispensar un Evento de Incumplimiento.

Sin perjuicio de lo recién mencionado, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, 8vo párrafo, los Suplementos correspondientes podrán prever la posibilidad de modificar términos esenciales de la clase y/o serie de las Obligaciones Negociables en cuestión, sin que resulte aplicable lo dispuesto en el artículo 354 de la Ley General de Sociedades respecto del requisito de unanimidad. De esta manera, las Co-Emisoras, pueden establecer en los correspondientes Suplementos mayorías especiales de tenedores para aprobar la modificación de términos esenciales y cualquier otro término de la emisión.

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

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

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

Las asambleas se registrarán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades (en especial los artículos 354 y 355, por aplicación del artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables) y las demás normas y requisitos vigentes establecidos por los mercados autorizados en los que se listen y/o negocien la clase y/o serie de Obligaciones Negociables de que se trate en todo lo que no hubiera sido expresamente previsto en el presente. Toda publicidad referida a las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables será informada en la AIF.

Asimismo, mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto N° 297/2020 y sus modificatorios, se podrán celebrar asambleas de Tenedores de Obligaciones Negociables cumpliendo con las formalidades exigidas por las Normas de la CNV y en especial, la RG 830/2020 y/o cualquier otra normativa que la reemplace, actualice y/o modifique en el futuro. En función de la RG 830/3030, se deberán cumplir con los siguientes recaudos:

- Garantizar el libre acceso a las asambleas de todos los Tenedores con voz y voto.
- La asamblea deberá realizarse por un canal que permita transmitir sonido, imagen y palabras y permitir su grabación en soporte digital.
- Tanto la convocatoria como su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente deberán contener en forma clara y sencilla el canal de comunicación elegido, modo de acceso y procedimiento para emisión de voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir un correo electrónico.
- La comunicación de asistencia de los Tenedores deberá realizarse al correo electrónico brindado al efecto. En el caso de apoderados, deberán enviar el instrumento habilitante con cinco (5) días hábiles de anticipación, suficientemente autenticado para este caso.
- El acta de asamblea deberá contener sujetos, carácter de su participación a distancia, lugar donde se encontraban y medio técnico empleado para su participación.
- La copia en soporte digital de la asamblea deberá ser conservada por las Co-Emisoras durante cinco (5) años y quedar a disposición de los Tenedores que la soliciten.
- Difusión de la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios para garantizar los derechos de los Tenedores. Contar con el quórum necesario para celebrar asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día la celebración a distancia.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Informativo del BYMA y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de las Sociedades. Sin perjuicio de ello, las Sociedades efectuarán todas las publicaciones que requieran las normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de los mercados autorizados del país o del exterior donde se listen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser co-emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente las Co-Emisoras celebren con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, las Co-Emisoras podrán designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, las Sociedades deberán cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que seleccionen las Co-Emisoras y se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Las Co-Emisoras sólo seleccionarán a agentes colocadores /y agentes co-colocadores, en su caso) que se encuentren debidamente autorizados por la CNV para operar en tal función.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Sociedades, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrán

en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por las Sociedades, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre las Co-Emisoras y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la BCBA, o el que se cree en el futuro en la BCBA, en virtud de la delegación de facultades otorgadas por el BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de las Sociedades en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por las Sociedades.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Prescripción

Los reclamos contra las Sociedades por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco años contados a partir de la fecha de aprobación del Programa por parte de la CNV.

Calificación de Riesgo

Las Co-Emisoras han optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, las Co-Emisoras podrán optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

Plan de Distribución

Las Obligaciones Negociables a ser emitidos en el marco del Programa serán ofrecidas al público en la Argentina de acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y las Normas de la CNV, para su colocación por oferta pública a través de uno o más Agentes Colocadores, designados mediante un contrato de colocación, conforme se establezca en el Suplemento correspondiente. Asimismo, las Obligaciones Negociables se adjudicarán por el método que se establezca en el Suplemento respectivo, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (*book building*), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia; y cumpla con todo lo previsto en las Normas de la CNV. En cada Suplemento se describirá y detallará la forma en que se colocarán, suscribirán y adjudicarán las Obligaciones Negociables.

La colocación primaria de las Obligaciones Negociables se efectuará cumpliendo con las siguientes pautas mínimas:

- publicación previa del Prospecto y del Suplemento de Prospecto y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV; y

- difusión de los documentos de la oferta durante un plazo mínimo de tres (3) Días Hábiles con anterioridad a la fecha de inicio del proceso de adjudicación de los títulos (o el plazo mínimo que requieran las Normas de la CNV), informando, entre otros (i) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y máximo; (ii) unidad mínima de negociación; (iii) moneda de denominación; (iv) precio o tasa de interés, según corresponda; (v) plazo o vencimiento; (vi) amortización; (vii) forma de negociación; (viii) detalle de las fechas de inicio de la subasta o licitación, límite de recepción y retiro de ofertas (en este último caso, de corresponder) y liquidación, (ix) definición de las variables, que podrán incluir precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable fija y determinada, detallando las reglas de prorateo si las ofertas excedieran el monto licitado

Las Obligaciones Negociables podrán ser colocadas mediante licitación pública ciega -de “ofertas selladas”- o abierta, conforme lo definan las Co-Emisoras en cada oportunidad.

Mercados

Se podrá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables a ser co-emitidas bajo el Programa en el BYMA y/o su negociación en el MAE o cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, incluyendo, sin limitación, la Bolsa de Valores de Luxemburgo y el Mercado Euro MTF, , según se especifique en los Suplementos correspondientes, a opción de las Co-Emisoras. Asimismo, se podrá solicitar que sean elegibles para su transferencia a través de Euroclear y/o Clearstream, en los términos de (a) la Ley N° 26.831, y sus modificatorias y reglamentarias, y demás normas vigentes, y (b) el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento Constitutivo y Estatutos

Información del Garante

Objeto Social

El objeto social de Albanesi está previsto en el artículo 3 de sus estatutos y consiste en las siguientes actividades: a) Inversoras: de capitales en empresas y sociedades constituidas o a constituirse, adquisición y negociación de títulos, acciones, bonos y demás valores mobiliarios, adquisición de bienes para su posterior locación, prestación en licitación de todo tipo, municipales, provinciales, nacionales e internacionales; y b) Financieras: otorgar préstamos en moneda nacional o extranjera, de bonos externos o títulos públicos o privados, a corto y largo plazo, con o sin garantías, descontar, negociar, aceptar y vender letras, pagarés, prendas, cheques, giros y demás papeles de crédito creados o a crearse, avales, fianzas u otras garantías. Quedan excluidas todas las operaciones contempladas en la Ley de Entidades Financieras.

Capital social

Las acciones son clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Directorio

El directorio estará compuesto por el número de miembros determinado por la asamblea, entre un mínimo de cinco (5) y un máximo de nueve (9) directores titulares, y la asamblea elegirá al menos 1 (un) director suplente y hasta el número que estime conveniente. Los directores durarán en sus cargos 3 (tres) ejercicios. La misma Asamblea designará a un Presidente. El quórum para constituirse y funcionar será de la mayoría absoluta de sus integrantes y las distintas cuestiones serán resueltas por mayoría absoluta de votos presentes. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, computándose a los efectos del quórum tanto a los directores presentes como a los que participan a distancia. Las actas de las reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco (5) días hábiles de celebrada la reunión por los miembros presentes y el representante del órgano de fiscalización. El órgano de fiscalización deberá dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada. En caso de empate en las votaciones, el Presidente desempatará votando nuevamente.

Transferencia de acciones. Derechos.

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista del Garante (“Parte Adquirente”), el estatuto prevé que la misma deberá ser por un precio en dinero, expresado en una oferta incondicional efectuada por una persona (en adelante denominado el “Adquirente”) que: (i) acredite por cualquier medio contar con los recursos financieros necesarios para adquirir la participación ofrecida; (ii) no sea un competidor de las sociedades del grupo, y; (iii) posea la idoneidad y experiencia necesaria, suficientemente demostradas, para llevar a adelante los negocios sociales y actividades comerciales de las sociedades del grupo. La falta de verificación de cualquiera de estas condiciones obligará a reiniciar el procedimiento establecido, salvo liberación expresa de todos los accionistas no enajenantes.

Los estatutos prevén un derecho de opción de compra a favor del resto de los accionistas (“Parte No Enajenante”) para el supuesto de transferencia de acciones entre vivos, en virtud del cual la Parte No Enajenante goza del derecho preferente para adquirir las acciones que se quieren transferir en las mismas condiciones ofrecidas al Adquirente propuesta u ofertadas por éste o el derecho de ofrecer en venta la totalidad o parte de sus acciones al Adquirente, en cuyo caso la venta se hará al precio indicado y a prorrata de las tenencias de la Parte Enajenante y la Parte No Enajenante, si el Adquirente no deseara adquirir la totalidad de las acciones de todas las partes. Si la Parte No Enajenante no aceptare la oferta por todas las acciones que se pretenden transferir al Adquirente en los términos del estatuto, la Parte Enajenante podrá disponer sin más de dichas acciones a favor del Adquirente en los términos y condiciones que fueron propuestos. La transmisión de acciones deberá ser realizada de acuerdo a las demás estipulaciones contenidas en el estatuto aplicables.

En caso de transmisión de acciones por causa de muerte se requerirá del previo consentimiento de la mayoría absoluta de los votos, expresado en asamblea general de accionistas convocada al efecto. En caso de falta de aprobación a la incorporación de los sucesores del accionista fallecido, la asamblea resolverá sobre la adopción de cualquiera de los siguientes procedimientos: (i) la oferta a los restantes accionistas para su adquisición en forma proporcional o a prorrata entre todos los accionistas que ejercen la opción o; (ii) el rescate de las acciones mediante la reducción del capital social y el pago a los accionistas del valor correspondiente a las mismas. En ambos casos, el valor a reconocer a los sucesores se determinará mediante la aplicación del procedimiento previsto en la Ley General de Sociedades para el ejercicio del derecho de recesso, tomando la fecha de fallecimiento del accionista como la fecha para determinar el balance que debe utilizarse a los efectos de la fijación del valor de las acciones conforme al artículo 245 de la Ley General de Sociedades.

Bonos de participación para el personal

La asamblea de accionistas podrá decidir la emisión de bonos de participación para el personal previstos en el artículo 230 de la Ley General de Sociedades, en el número que la misma determine. Los bonos participarán de las utilidades del ejercicio mediante una alícuota proporcional que le corresponda a cada uno y de acuerdo con el número existente en circulación a la fecha de terminación del ejercicio económico al que correspondan dichas utilidades. La alícuota será decidida por la asamblea de accionistas que apruebe su emisión. La participación será asignada luego de absorbidas las pérdidas de ejercicios anteriores que pudieren existir, siendo condición para su efectivización que la asamblea de accionistas resuelva previamente el pago de dividendos a los accionistas. Las Sociedades, en cualquier momento, tendrán derecho de rescate de los bonos, la cual se efectuará con ganancias realizadas y líquidas. Los bonos caducarán automáticamente al momento en que su titular deje de estar en relación de dependencia con el Garante. Podrá emitirse un solo título representativo de uno o más bonos a favor de un mismo titular.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se regirán por las disposiciones del artículo 233 de la Ley General de Sociedades. Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado. Rigen el quórum y mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de las leyes N° 19.550 y modificatorias, según la clase de asamblea, convocatoria y materias de que se traten, excepto en cuanto al quórum de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se considerará constituida con la concurrencia del 50% como mínimo de las acciones con derecho a voto.

Información de GEMSA

Objeto Social

El objeto social de GEMSA está previsto en el artículo 4 de los estatutos. GEMSA tendrá por objeto: a) Desarrollar proyectos energéticos mediante (i) el cateo, prospección, exploración, explotación, producción, perforación, extracción, elaboración, comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria energética, petrolera y gasífera, desde el sondeo hasta la obtención de sus productos refinados y productos, su almacenaje, transporte y distribución, almacenaje y transporte de minerales líquidos y gaseosos de cualquier categoría, inclusive los radioactivos, elaboración, procesamiento y transporte de materias primas y productos relacionados con la petroquímica; y (ii) la generación, transporte, distribución, importación, exportación, y comercialización de energía eléctrica incluyendo la explotación, operación, asistencia técnica y administrativa de plantas, presas y complejos de generación térmica, hidro-térmica, hidroeléctrica, eléctrica, y de cualquier otro sistema de generación, transformación y utilización de energía eléctrica en cualquiera de sus formas; b) Ejecutar proyectos, dirigir y administrar y realizar obras de cualquier naturaleza, incluyendo entre otras en ese concepto a las mecánicas, sanitarias, eléctricas, gasoductos, viaducto, poliducto, construcciones portuarias, pavimentaciones, urbanizaciones mensuras, obras de ingeniería y/o arquitectónicas en general, sean públicas o privadas; y c) Realizar inversiones y operaciones financieras de cualquier clase, incluyendo la compra, venta y negociación de acciones, debentures, Obligaciones Negociables, valores inmobiliarios y papeles de comercio en general y el aporte de capital a sociedades constituidas o a constituirse y para negocios realizados o a realizarse. Otorgar garantías y/o asumir obligaciones por deudas de terceros, en la medida que por tales actividades la sociedad reciba una contraprestación y/o un beneficio. Quedan excluidas las operaciones comprendidas en la Ley 21.526. A los efectos de realizar su objeto la sociedad tendrá plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones.

Capital social.

Las acciones son clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Directorio

El directorio estará compuesto por el número de miembros determinado por la asamblea, entre un mínimo de cinco (5) y un máximo de nueve (9) directores titulares, y la asamblea elegirá al menos 1 (un) director suplente y hasta el número que estime conveniente no pudiendo exceder de 9 (nueve) directores suplentes. Los directores durarán en sus cargos 3 (tres) ejercicios, pudiendo ser reelegidos. La Asamblea de Accionistas designará al Presidente y al director suplente que reemplazará al Presidente en caso de ausencia temporaria o definitiva. Asimismo, la Asamblea delegará en el Directorio la facultad de designar al director suplente que considere para ocupar alguna vacancia temporaria o definitiva de algún director titular siempre que ello sea necesario. El quórum para constituirse y funcionar será de la mayoría absoluta de sus integrantes y las distintas cuestiones serán resueltas por mayoría absoluta de votos presentes. En caso de empate en las votaciones, el presidente desempatará votando nuevamente. El Directorio tendrá amplias facultades de administración y disposición.

Transferencia de acciones. Derechos.

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista de GEMSA (“Parte Adquirente”), el estatuto prevé que la misma deberá ser por un precio en dinero, expresado en una oferta incondicional por una persona (el “Adquirente”) que (i) acredite por cualquier medio contar con los recursos financieros necesarios para adquirir la participación ofrecida; (ii) no sea un competidor de las sociedades del grupo, y; (iii) posea la idoneidad y experiencia necesaria, suficientemente demostradas, para llevar a adelante los negocios sociales y actividades comerciales de las sociedades del grupo. La falta de verificación de cualquiera de estas condiciones obligará a reiniciar el procedimiento previsto en los estatutos, salvo liberación expresa del resto de los accionistas.

Los estatutos prevén un derecho de opción de compra a favor del resto de los accionistas (“Parte No Enajenante”) para el supuesto de transferencia de acciones entre vivos, en virtud del cual la Parte No Enajenante goza del derecho preferente para adquirir las acciones que se quieren transferir en las mismas condiciones ofrecidas al Adquirente propuesta u ofertadas por éste o el derecho de ofrecer en venta la totalidad o parte de sus acciones al Adquirente, en cuyo caso la venta se hará al precio indicado y a prorrata de las tenencias de la Parte Enajenante y la Parte No Enajenante, si el Adquirente no deseara adquirir la totalidad de las acciones de todas las partes. Si la Parte No Enajenante no aceptare la oferta por todas las acciones que se pretenden transferir al Adquirente en los términos del estatuto, la Parte Enajenante podrá disponer sin más de dichas acciones a favor del Adquirente en los términos y condiciones que fueron propuestos. La transmisión de acciones deberá ser realizada de acuerdo a las demás estipulaciones contenidas en el estatuto aplicables.

En caso de transmisión de acciones por causa de muerte se requerirá del previo consentimiento de la mayoría absoluta de los votos, expresado en asamblea general de accionistas convocada al efecto. En caso de falta de aprobación a la incorporación de los sucesores del accionista fallecido, la asamblea resolverá sobre la adopción de cualquiera de los siguientes procedimientos: (i) la oferta a los restantes accionistas para su adquisición en forma proporcional o a prorrata entre todos los accionistas que ejercen la opción o; (ii) el rescate de las acciones mediante la reducción del capital social y el pago a los accionistas del valor correspondiente a las mismas. En ambos casos, el valor a reconocer a los sucesores se determinará mediante la aplicación del procedimiento previsto en la Ley General de Sociedades para el ejercicio del derecho de receso, tomando la fecha de fallecimiento del accionista como la fecha para determinar el balance que debe utilizarse a los efectos de la fijación del valor de las acciones conforme al artículo 245 de la Ley General de Sociedades.

Bonos de participación para el personal

La asamblea de accionistas podrá decidir la emisión de bonos de participación para el personal previstos en el artículo 230 de la Ley General de Sociedades, en el número que la misma determine. Los bonos participarán de las utilidades del ejercicio mediante una alícuota proporcional que le corresponda a cada uno y de acuerdo con el número existente en circulación a la fecha de terminación del ejercicio económico al que correspondan dichas utilidades. La alícuota será decidida por la asamblea de accionistas que apruebe su emisión. La participación será asignada luego de absorbidas las pérdidas de ejercicios anteriores que pudieren existir, siendo condición para su efectivización que la asamblea de accionistas resuelva previamente el pago de dividendos a los accionistas. Las Sociedades, en cualquier momento, tendrán derecho de rescate de los bonos, la cual se efectuará con ganancias realizadas y líquidas. Los bonos caducarán automáticamente al momento en que su titular deje de estar en relación

de dependencia con GEMSA. Podrá emitirse un solo título representativo de uno o más bonos a favor de un mismo titular.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se regirán por las disposiciones del artículo 233 de la Ley General de Sociedades. Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día, una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado. Rigen el quórum y mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de las leyes N° 19.550 y 22.686, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias que se traten, excepto en cuanto al quórum en la constitución de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se considerará constituida con la concurrencia del 50% como mínimo de las acciones con derecho a voto.

Información de CTR

Objeto Social

El objeto social de CTR está previsto en el artículo 3 de los estatutos. CTR tendrá por objeto: a) Desarrollar proyectos energéticos mediante (i) el cateo, exploración, explotación, producción, perforación, extracción, elaboración, comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria energética, petrolífera y gasífera, desde el sondeo hasta la obtención de sus productos refinados y subproductos directos, su almacenaje, transporte y distribución, explotación, destilación, industrialización, comercialización, almacenaje y transporte de minerales líquidos y gaseosos de cualquier categoría, inclusive los radioactivos, elaboración, procesamiento y transporte de materias primas y productos relacionados con la petroquímica; y (ii) la generación de energía eléctrica incluyendo la explotación, operación, asistencia de plantas, presas y complejos de generación térmica, hidrotérmica, hidroeléctrica, eléctrica, y de cualquier otro sistema de generación, transformación y utilización de energía eléctrica en cualquiera de sus formas; b) Prestación de servicios, administración y realización de obras eléctricas, gasoductos y otras relacionadas con la actividad, en general, sean pública o privadas. A los efectos de realizar su objeto CTR tendrá plena capacidad para adquirir derechos, contraer obligaciones y realizar todos los actos que no contraríen las leyes vigentes o se opongan a su Estatuto.

Capital social

Las acciones son clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Directorio

El directorio estará compuesto por el número de miembros determinado por la asamblea, entre un mínimo de uno (1) y un máximo de cinco (5) directores titulares, pudiendo la asamblea elegir menor o igual número de suplentes. Los directores durarán en sus cargos 3 (tres) ejercicios, pudiendo ser reelegidos. La Asamblea de Accionistas designará al Presidente. El quórum para constituirse y funcionar será de la mayoría absoluta de sus integrantes y las distintas cuestiones serán resueltas por mayoría absoluta de votos presentes. El directorio tendrá amplias facultades de administración y disposición.

Transferencia de acciones. Derechos

Con relación a la transferencia de acciones entre vivos por parte de un accionista de CTR (“Parte Adquirente”), el estatuto no prevé un mecanismo específico. Sin perjuicio de ello, el Convenio de Emprendimiento Común y Acuerdo de Accionistas de Central Térmica Roca S.A. (el “Acuerdo”) suscripto por Albanesi Inversora S.A. y Tefu S.A. con fecha 31 de agosto de 2011 establece lo siguiente: Se establece que los Accionistas no podrán transferir el todo o parte de sus acciones sin la autorización por escrito del otro Accionista. Asimismo, debe seguirse el siguiente mecanismo que asegura el Derecho de Opción de compra preferente del otro Accionista: (i) El Accionista Enajenante debe notificar al Directorio y al Accionista No Enajenante su intención de transferir sus Acciones a un tercero debiendo constar en dicha notificación la identidad del adquirente, la cantidad de acciones ofrecidas y que se ha notificado al tercero adquirente de la existencia de este Derecho de Opción de Compra preferente; (ii) Dentro de los 15 días corridos de la notificación mencionada, el Accionista No Enajenante puede, a su sola opción, o bien ejercer el derecho preferente de adquirir las Acciones ofrecidas o bien ofrecer a la venta parte o la totalidad de sus Acciones al Adquirente. En caso de no ejercer su

opción en este período, se entenderá que el Accionista No Enajenante ha rechazado su oferta quedando autorizado el Accionista Enajenante para disponer de las Acciones en favor del tercero Adquirente.

En cuanto al Precio de las Acciones a enajenar: (i) si la transferencia es entre los Accionistas, se establece en el Acuerdo un mecanismo especial de valuación, en el cual se designará a una consultora de prestigio internacional que se encargue de ello; (ii) si la transferencia es a un tercero, el precio será establecido por el Accionista Enajenante.

Asambleas de accionistas

Las asambleas de accionistas se registrarán por las disposiciones del artículo 233 de la ley 19.550. Las asambleas pueden ser citadas en forma simultánea en primera y segunda convocatoria en la forma prevista en el artículo 237 de la ley 19.550, sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día, una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado. Rigen el quórum y mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de las leyes N° 19.550 y 22.686, respectivamente, según la clase de asamblea, convocatoria y materias que se traten, excepto en cuanto al quórum en la constitución de la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, que se considerará constituida cualquiera sea el número de accionistas presentes con derecho a voto.

Reuniones societarias a distancia – Resolución CNV 830 /2020

Con fecha 3 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020, que entró en vigencia el día 5 de abril de 2020, reglamentando la celebración de reuniones de directorio y asambleas a distancia, aun cuando dicho extremo no se encuentre contemplado en el estatuto social de las emisoras (tal como es el caso de las Sociedades), durante la vigencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, (para más información ver *“La propagación del nuevo coronavirus, o COVID-19, ha tenido y continuará teniendo un impacto significativo adverso en la economía global que aún no es totalmente determinable, y el rápido desarrollo y propagación de esta situación imposibilita cualquier predicción relacionada con el impacto adverso final del COVID-19 para las Co-Emisoras”* en la sección *“Factores de Riesgo”*) siempre que se cumplan, entre otros, los siguientes recaudos:

- Garantizar el libre acceso a las reuniones de todos los accionistas con voz y voto.
- La reunión deberá realizarse por un canal que permita transmitir sonido, imagen y palabras y permitir su grabación en soporte digital.
- Tanto la convocatoria como su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente deberán contener en forma clara y sencilla el canal de comunicación elegido, modo de acceso y procedimiento para emisión de voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir un correo electrónico.
- La comunicación de asistencia de los accionistas deberá realizarse al correo electrónico brindado al efecto. En el caso de apoderados, deberán enviar el instrumento habilitante con cinco (5) días hábiles de anticipación, suficientemente autenticado para este caso.
- El acta de asamblea deberá contener sujetos, carácter de su participación a distancia, lugar donde se encontraban y medio técnico empleado para su participación.
- La copia en soporte digital de la reunión deberá ser conservada por las Co-Emisoras durante cinco (5) años y quedar a disposición de los socios que la soliciten.
- El órgano de fiscalización deberá hacer un ejercicio pleno de todas sus funciones velando por el debido cumplimiento de las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos contenidos en la Resolución.
- Difusión de la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios para garantizar los derechos de los accionistas.
- Contar con el quórum necesario para celebrar asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día la celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Durante el período señalado en la Resolución General N° 830/2020, se podrán celebrar reuniones del órgano de administración a distancia, aun en el supuesto en que el estatuto social no las hubiera previsto, en la medida que se cumpla con lo dispuesto por el artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales.

Asimismo, y debido a las medidas de emergencia sanitaria vigentes, se establece que una vez levantadas las mismas, la primera asamblea de accionistas presencial que se celebre deberá ratificar lo actuado por el órgano

de administración como punto expreso del orden del día, con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y con las mayorías necesarias para la reforma del estatuto social.

b) Contratos Importantes

A la fecha del presente Prospecto, las Co-Emisoras no cuentan con contratos importantes distintos de aquellos originados en el curso ordinario de los negocios.

c) Controles de Cambio

Advertencia

A continuación, se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al 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 modificaciones posteriores de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a la fecha del presente Prospecto. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de dichas reglamentaciones que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Todas las referencias a “Comunicaciones” son efectuadas a Comunicaciones del BCRA.

Introducción

En el año 2002 el Gobierno Argentino impuso una serie de restricciones a la economía después de 10 años de convertibilidad entre las que se incluyeron aquellas destinadas al control de ingreso y egreso de divisas.

En junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005, el poder ejecutivo estableció que (a) todo ingreso de fondos al MULC originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior y a las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados; (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el MULC destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberían cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podían ser transferidos fuera del MULC al vencimiento de un plazo de 365 días corridos contados desde la fecha de toma de razón del ingreso de los mismos; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados debía acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) debía constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente durante un plazo de 365 días corridos según lo dispuesto en las regulaciones; y (iv) dicho depósito debía ser constituido en dólares y depositado en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía o colateral de operaciones de crédito de ningún tipo.

Sin perjuicio de que durante la gestión del ex Presidente Mauricio Macri se emitieron numerosas Comunicaciones a los efectos de flexibilizar el MULC, a causa de diversos factores que impactaron en la evolución de la economía argentina y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del Gobierno argentino acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso electoral que tuvo lugar durante 2019, con fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad de Urgencia N° 609/2019, que estableció que, en principio hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que estableciera el BCRA oportunamente. En ese marco, el mismo 1 de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 con el objetivo de regular desde esta fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de

mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio. Con posterioridad, el BCRA emitió ciertas comunicaciones modificando la Comunicación “A” 6770, profundizando los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de divisas. Asimismo, con fecha 5 de diciembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6844, condensando en un único cuerpo las normas sobre exterior y cambios (junto con sus modificatorias, el “Texto Ordenado de Exterior y Cambios”), cuyos aspectos más relevantes se detallan a continuación:

Cobros de exportaciones de servicios

De conformidad con el punto 2.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, los cobros por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

Enajenación de activos no financieros no producidos

De conformidad con el punto 2.3 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

Endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 2.4 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las deudas de carácter financiero con el exterior desembolsadas a partir de 01.09.19 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

De conformidad con el punto 2.5 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

Excepciones a la obligación de liquidación

De conformidad con el punto 2.6 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de los fondos en moneda extranjera que reciban los residentes por las operaciones previstas en los puntos 2.1. a 2.5 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- Los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.
- El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que sea aplicable a la operación.
- Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado.
- Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.
- La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de Pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del

cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con el punto 3.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso para cancelar deudas por servicios en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

- Las emisoras de tarjetas de crédito por los giros por turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del BCRA según lo previsto en el punto 4.1.4 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.
- Agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.
- Las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual.
- Pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación.
- Transferencias que realicen las empresas de asistencia al viajero por los pagos de siniestros de cobertura de salud originados en servicios prestados en el exterior por terceros a sus clientes residentes.
- Pagos por arrendamientos operativos de buques que cuenten con la autorización del Ministerio de Transporte de la Nación y sean utilizados para prestar servicios en forma exclusiva a otro residente no vinculado, en la medida el monto a pagar al exterior no supere el monto abonado por este último neto de las comisiones, reintegros de gastos u otros conceptos que corresponde sean retenidos por el residente que realiza el pago al exterior.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso en la medida que verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

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.

Pagos de utilidades y dividendos

De conformidad con el punto 3.4 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.
- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local 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 misma.
- El monto total de transferencias por este concepto cursadas a través del mercado de cambios desde el 17.01.2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el 30% del valor de los nuevos aportes de inversión extranjera directa en empresas residentes ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de la mencionada fecha.

A tal efecto, 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.

- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en el punto anterior.
- El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte. En caso de no disponerla, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

De conformidad con el punto 3.5 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- Los fondos desembolsados a partir del 01.09.19 se ingresaron y liquidaron en el mercado de cambios.
- Este requisito no resulta de aplicación para aquellos endeudamientos con el exterior originados a partir del 01.09.19 que no generen desembolsos por ser refinanciamientos de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciamientos no anticipen el vencimiento de la deuda original.
- La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
- El acceso al mercado de cambios por parte de residentes, incluidas las entidades, para cursar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda con una anterioridad mayor a los 3 días hábiles de su vencimiento, requerirá conformidad previa del BCRA, excepto que se verifique la totalidad de las siguientes condiciones:
 - La precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir de la fecha.
 - La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela.
 - El vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela.
 - El monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

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

De conformidad con el punto 3.6 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, e prohíbe el acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 01.09.19 excepto por:

- Las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito.
- Las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30.08.19.
- Las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2 de la Comunicación "A" 6844 y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.
- Las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29.11.19, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean

pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios.

Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

De conformidad con el punto 3.7 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal y/o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

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

De conformidad con el punto 3.8 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09, y A14), remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados (código de concepto A05) –excepto las previstas en el punto 4.4.2 de la Comunicación “A” 6844.–, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan los siguientes requisitos:

- No se supere el equivalente de U\$S 200 (doscientos Dólares Estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.
- La operación se curse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de U\$S 100 (cien Dólares Estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades.
- El cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente.
- El cliente no se encuentre incluido en el listado que el BCRA informa periódicamente a las entidades con el número de clave de identificación tributaria de las personas humanas que ya han alcanzado los límites previstos en el mes calendario o que los han excedido en el mes calendario anterior.
- En el caso que la operación corresponda a conceptos incluidos en la formación de activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero 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 interviniente cuente con una declaración jurada del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los 5 días hábiles a partir de la fecha de liquidación de la operación de cambio.

El establecimiento de estas medidas en especial el límite de compra de moneda extranjera a U\$S 200 mensuales para las personas humanas buscaban evitar que los clientes retiren sus depósitos en Pesos para comprar Dólares y dejarlos fuera del sistema financiero. Estas restricciones permitieron una relativa estabilización de los depósitos tanto en Pesos como en Dólares

Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades– para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

De conformidad con el punto 3.10 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, el acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, requerirá la conformidad previa del BCRA para la formación de activos externos (códigos de conceptos A01, A02, A03, A04, A06, A07, A08, A09 y A14) y para la operatoria con derivados (código de concepto A05), excepto las previstas en el punto 4.4.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

De conformidad con el punto 3.11 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes con endeudamientos con el exterior o los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

- Se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado de cambios para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior.
- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31.08.19.
- Las garantías acumuladas en moneda extranjera, que podrán ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios.
- El monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior.
- La entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuente con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior en función del punto 3.5 o de títulos de deuda locales con acceso al mercado de cambios en función de lo dispuesto por el punto 3.6 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa para cada caso, en las siguientes condiciones:

- Los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales.
- El acceso se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso.
- El acceso se realice por un monto diario que no supere el 20 % del monto que se cancelará al vencimiento
- La entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

De conformidad con el punto 3.12 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, tal como fuera modificado por la Comunicación "A" 6855, el acceso al mercado de cambios por parte de clientes no residentes no incluidos en los incisos siguientes requerirá la conformidad previa del BCRA para la compra de moneda extranjera.

No se encuentran alcanzadas por este requisito las operaciones de:

- Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación.
- Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones.
- Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Organos 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.
- Las 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), por hasta

el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.

- Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a U\$S 100 (dólares estadounidenses cien) 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 días corridos anteriores.
- Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas que percibieron fondos en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914 y concordantes.

Canjes y arbitrajes con clientes

De conformidad con el punto 4.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, las entidades podrán realizar estas operaciones con clientes en los siguientes casos:

- Ingresos de divisas del exterior en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios.
Las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera por estas operaciones.
- Transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior.
Las entidades deberán contar con una DDJJ del cliente que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles.
- Transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior.
- Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local.
En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 de la Comunicación "A" 6844.
- Las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por Pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes.
Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar o debitar el mismo monto recibido o enviado al exterior.

Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

Derivados financieros

De conformidad con el punto 4.4 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios:

- Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11.09.19 deberán efectuarse en moneda local.
- Se admitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

- Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al mercado de cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, según corresponda.

Operaciones con títulos valores

De conformidad con el punto 4.5 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, cuando las personas humanas adquieran títulos valores mediante liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a 5 días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación exclusivamente cuando la venta sea con liquidación en moneda extranjera en la misma jurisdicción o especie que la compra.

Cobro de Exportaciones

De conformidad con las secciones 7, 8 y 9 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en los siguientes plazos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana:

- 15 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan a las posiciones arancelarias: 1001.19.00, 1001.99.00, 1003.90.10, 1003.90.80, 1005.90.10 (excepto el maíz pisingallo), 1007.90.00, 1201.90.00, 1208.10.00, 1507.10.00, 1507.90.19, 1517.90.90 (excepto aquellos que no contengan soja) y a las posiciones arancelarias: 2304.00.10 o 2304.00.90.
- 30 días corridos para las exportaciones de bienes que correspondan al capítulo 27 (excepto la posición 2716.00.00).
- 60 días corridos para las operaciones entre partes vinculadas que no correspondan a los bienes indicados en los puntos 1.1.1.1 y 1.1.1.2 y las exportaciones correspondientes a los capítulos 26 (excepto las posiciones 2601.11.00, 2603.00.90, 2607.00.00, 2608.00.10, 2613.90.90, 2616.10.00, 2616.90.00 y 2621.10.00) y 71 (excepto las posiciones 7106.91.00, 7108.12.10 y 7112.99.00).

Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a bienes comprendidos en el punto 7.1.1.4 podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta aquel previsto en dicho punto cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; y (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a U\$S 50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación.

El plazo será de 120 días corridos cuando el exportador haya superado el monto antes indicado y los bienes exportados correspondan a las posiciones que se detallan a continuación: 0202.30.00.111D, 0202.30.00.115M, 0202.30.00.117R; 0202.30.00.118U, 0202.30.00.121G, 0202.30.00.124N, 0202.30.00.126T, 0202.30.00.131K, 0202.30.00.133P, 0202.30.00.136W, 0202.30.00.137Y, 0202.30.00.141N, 0202.30.00.142Q, 0202.30.00.146Z, 0202.30.00.147B, 0202.30.00.151R, 0202.30.00.943L, 0202.30.00.991Y, 0202.30.00.992A, 0202.30.00.995G, 0203.21.00.000J, 0206.29.90.300P, 0207.14.00.100K, 1901.90.20 (en envases inmediatos de contenido neto inferior o igual a 1 Kg) y 2204.21.00. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 1.1.1. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable a los productos de acuerdo con el punto 1.1.1.

- 180 días corridos para el resto de los bienes.
- 365 días corridos para las operaciones que se concreten en el marco del régimen “Exporta Simple”, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Pagos de Importaciones y Otras Compras de Bienes en el Exterior

De conformidad con el punto 10 del Texto Ordenado de 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 en la norma aplicable.

Medidas recientes en relación con el acceso al mercado de cambios

Comunicación “A” 7001

De conformidad con lo dispuesto en el punto 3 de la Comunicación “A” 7001, según fuera modificado posteriormente por las Comunicaciones “A” 7030 y 7042, se estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes–, adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente en la que conste que:

a) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 30.07.2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 01.05.2020 inclusive; y

b) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

Este requisito no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: 1) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, 2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y 3) operaciones comprendidas en el punto 3.12.4. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Asimismo, el punto 2 de la Comunicación “A” 7001 establece que aquellos clientes con financiaciones en Pesos pendientes, previstas en la Comunicación “A” 6937 (que implementa líneas especiales de créditos promocionales a micro, pequeñas y medianas empresas, a una tasa de interés anual máxima del 24% dispuestas en el marco de la emergencia sanitaria por el Covid-19) no podrán vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior.

Comunicación “A” 7030

Según lo dispuesto en el punto 1 de la Comunicación “A” 7030, posteriormente modificada por las Comunicaciones “A” 7042, 7052, 7068, 7079 y 7094, para dar acceso al mercado de cambios por las operaciones comprendidas en los puntos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios, excepto aquellas realizadas por personas humanas que correspondan a la formación de activos externos en función del punto 3.8., la entidad deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios:

a) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a U\$S 100.000 (cien mil dólares estadounidenses).

Serán considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.).

No deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido en el primer párrafo, 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:

i. fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios.

ii. fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios.

iii. son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o post-financiaciones 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 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 días corridos.

En esta última declaración jurada del cliente deberá constar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descriptas en los incisos i) a iv) que sean aplicables.

b) se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28.05.2020.

Este requisito no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: 1) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, 2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y 3) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Según lo dispuesto en el punto 2 de la Comunicación "A" 7030, tal como fuera modificado por las Comunicaciones "A" 7042, 7052, 7068, 7079 y 7094, hasta el 31 de octubre de 2020, para el acceso al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes (códigos de concepto B05, B06, B07, B10, B12 y B13) o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes (código de concepto P13), se deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que se verifique alguna de las siguientes situaciones:

2.1. la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios durante el año 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supera el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambio al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 01.01.2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios.

En la declaración también deberá constar que el cliente se compromete a que no realizará, en el marco de lo previsto en los puntos 2.2. y 2.3., pagos de importaciones de bienes que cuentan con el registro de ingreso aduanero por el monto de las importaciones comprendidas en esta declaración que no represente un excedente sobre el monto total de los pagos de importaciones de bienes según lo definido.

En el monto total de pagos de importaciones de bienes asociados a las importaciones del cliente deberán también computarse los pagos por cancelaciones de líneas de crédito y/o garantías comerciales que fueron realizados por las entidades en virtud de importaciones del cliente.

2.2. se trate de un pago diferido o a la vista de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 01.07.2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha.

Para los bienes que correspondan a los capítulos 30 y 31 de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM) o sean insumos para la producción local de medicamentos, podrán realizarse los referidos pagos en la medida que se trate de operaciones que se hayan embarcado a partir del 12.06.2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha. En el caso de tratarse de insumos para la producción local de medicamentos que encuadrasen en este párrafo y no en el inmediato anterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

2.3. se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto 2.2. en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

2.4. se trate de un pago por: i) sector público, ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias o iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

2.5. se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente a cursar por una persona jurídica que tenga a su cargo la provisión de medicamentos críticos a ingresar por Solicitud Particular por el beneficiario de dicha cobertura médica.

2.6. se trate de un pago de importaciones con registro aduanero pendiente destinado a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N°333/2020 y sus complementarias.

2.7. se trate de otros pagos de importaciones de bienes en la medida que la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que, incluyendo el pago cuyo curso se está solicitando, no se supera el equivalente a U\$S 1.000.000 (un millón de dólares estadounidenses) al considerar la suma de:

2.7.1. el monto pendiente de regularización por los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente que realizó a partir del 01.09.2019, y

2.7.2. los accesos al mercado de cambios desde el 13.07.2020 que correspondan a pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que no encuadrarían en lo previsto en los puntos 2.1, 2.2. y 2.3. precedentes.

Cuando se trate de pagos por la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica y/o sanitaria de la población o insumos que sean necesarios para la elaboración local de los mismos, se podrán realizar otros pagos con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización referido no supere en más del equivalente a U\$S 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) al monto disponible en virtud de lo indicado en el párrafo precedente una vez deducidos los pagos del punto 2.7.2. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

Según lo dispuesto en el punto 3 de la Comunicación "A" 7030, tal como fuera modificado por las Comunicaciones "A" 7042, 7052, 7068, y 7079 y 7094, hasta el 31 de octubre de 2020, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

Venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Plazo mínimo de tenencia.

Con fecha 25 de mayo de 2020, la CNV mediante Resolución General 841/2020 estableció un plazo mínimo de tenencia de cinco (5) días hábiles para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, contados a partir de la acreditación de los activos en la cartera del comprador.

Se exceptúa del plazo mínimo de tenencia descrito en esta norma siguientes dos casos: (a) compras de valores negociables en moneda extranjera y venta de los mismos en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra, y (b) compras de títulos en jurisdicción extranjera y venta en moneda extranjera contra jurisdicción local.

Posteriormente, con fecha 19 de junio de 2020, la CNV mediante la Resolución General 843/2020 dispuso, entre otras cosas, que los valores negociables acreditados en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN), provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en el mercado local con liquidación en moneda extranjera hasta tanto hayan transcurrido cinco (5) días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local; y que la concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la República Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados autorizados y/o cámaras compensadoras registradas ante la CNV.

Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

De conformidad con la Comunicación “A” 6401 del BCRA, conforme hubiera sido modificada por las Comunicaciones “A” 6594 y 6795, el BCRA implementó el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en la cual los residentes argentinos deberán registrar la siguiente información:

- Pasivos externos al final de cualquier trimestre calendario, o pasivos externos que se hayan cancelado durante ese trimestre.
- Los residentes cuyo saldo de activos y pasivos externos al final de cada año alcance o supere el equivalente de U\$S 50 millones, deben hacer una presentación anual (que permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser optativamente presentada por cualquier persona humana o jurídica.

La declaración trimestral se presentará dentro de los 45 días desde el cierre del trimestre calendario de referencia. La declaración anual se presentará dentro de los 180 días desde el cierre del año calendario de referencia.

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y leer las regulaciones del Banco Central, Decreto N° 260/2002, Decreto N° 616/2005, de la Resolución MEP N° 365/2005, de la Ley Penal Cambiaria y la Resolución N°1/2017 del Ministerio de Hacienda, Decreto 609/2019, con sus reglamentaciones, normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia – www.infoleg.gov.ar) o del Banco Central (www.bcra.gov.ar).

d) 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 (y no todos)

aspectos del sistema impositivo argentino vinculado con la emisión, suscripción, tenencia y transferencia de obligaciones negociables.

Se recomienda a los interesados consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de invertir en las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas en esta descripción, en especial las que puedan tener relación 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 que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

Sin perjuicio de 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.

Asimismo, cabe destacar que ha habido múltiples modificaciones a las leyes argentinas en materia impositiva en el pasado y que dichas leyes pueden ser pasibles de actualizaciones, revocaciones de exenciones, reimposición de impuestos y otros cambios que podrían reducir o eliminar el retorno de la inversión.

Impuesto a las ganancias

La sanción de la Ley 27.430 (B.O. 29/12/2017) (en adelante la “Reforma Tributaria”) introdujo significativas modificaciones en la ley del impuesto a las ganancias –texto ordenado según el Decreto 824/2019— (la “Ley de Impuesto a las Ganancias” o “LIG”), afectando, entre otras cosas, al tratamiento impositivo de las obligaciones negociables. La Reforma Tributaria, en su artículo 81, derogó los incisos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, y en consecuencia gravó a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión de obligaciones negociables, como así también los pagos de intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las mismas, que se encontraban exentos del pago de impuesto a las ganancias para personas humanas y sucesiones indivisas, en la medida que se cumpliera con las condiciones previstas en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

A partir de la Reforma Tributaria, tanto las personas humanas y sucesiones indivisas, así como los sujetos comprendidos en el Título VI de la LIG, tales como 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 tenedoras de Obligaciones Negociables que obtengan intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables quedaron alcanzados por el impuesto a las ganancias.

Sin perjuicio de lo señalado, mediante los artículos 33 y 34 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva se sustituyó el inciso h) y se modificó el inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, por lo que para ciertos casos que se exponen más abajo, las ganancias 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. Asimismo, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva ha restablecido la vigencia -entre otras normas- de los puntos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los cuales habían sido derogados por el artículo 81 de la Reforma Tributaria. Conforme al artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, el tratamiento impositivo previsto en dichos incisos del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, dependen del cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, conforme este término se define más abajo.

Se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del alcance e inicio de la vigencia de las exenciones introducidas por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

Intereses

a) Personas Humanas y Sucesiones Indivisas

Con la Reforma Tributaria, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables a inversores personas humanas residentes en Argentina o sucesiones indivisas allí radicadas quedaron alcanzados por el Impuesto a las Ganancias argentino para los años fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, en virtud de lo dispuesto en el artículo 95 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Así el art. 95 de la LIG estableció que los rendimientos producto de la colocación de obligaciones negociables se encuentran gravados de conformidad con la siguiente regla:

- Obligaciones negociables emitidas en moneda nacional sin cláusula de ajuste: cinco por ciento (5%). En este caso, el Gobierno Argentino podrá incrementar la alícuota, no pudiendo exceder de la prevista en el punto siguiente, siempre que medien informes técnicos fundados, basados en variables económicas que así lo justifiquen.
- Obligaciones negociables emitidas en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera: quince por ciento (15%). La LIG estableció normas específicas para la imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses y rendimientos, como así también para la aplicación de quebrantos. Respecto de estos últimos, les atribuye el carácter de específicos y pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase.

Así, se dispuso que cuando las personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en años fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La Reforma Tributaria estableció reglas específicas que: (i) regularon los procedimientos de imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las obligaciones negociables, y (ii) limitaron la posibilidad de compensar los resultados derivados de dichas inversiones con resultados generados en otras operaciones.

Conforme lo expresado más arriba, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, mediante el artículo 33, sustituyó el inciso h) y modificó el inciso u) del artículo 26 de LIG. De acuerdo al texto actualmente vigente, la exención inciso h) del artículo 26 de la LIG alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley de Entidades Financieras y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que cumplan los requisitos estipulados en el artículo 36 de la ley referida (las "Condiciones del Artículo 36").

Cabe destacar que las Condiciones del Artículo 36 son las siguientes:

(a) las obligaciones negociables deben ser colocadas por medio de una oferta pública autorizada por la CNV;

(b) los fondos obtenidos mediante la colocación de las obligaciones negociables deberán aplicarse a uno o más de los siguientes destinos (i) integración de capital de trabajo a ser utilizado en el país (ii) refinanciación de pasivos, (iii) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (iv) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Compañías, (vi) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/u (vii) otorgamiento de préstamos (cuando la emisora sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras) a los que los prestatarios deberán dar alguno de los destinos a que se refieren los puntos anteriores de éste párrafo, conforme a las reglamentaciones que a ese efecto dicte el BCRA (en este supuesto, la entidad financiera deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV); y

(c) la emisora acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Asimismo, el incumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, da lugar a las previsiones del artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, resultando en el decaimiento de los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en dicha Ley de Obligaciones Negociables y, por ende, la emisora que incumpla deberá 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.

Por otro lado, adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (ello conforme al nuevo texto del inciso h) del artículo 26 de la LIG, sancionado por el artículo 33 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva). Al respecto, el artículo 109 de la LIG dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

El Decreto N° 1170/2018, en su artículo 95, ofrece la opción de afectar los intereses del año fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Por su parte, el artículo 47 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva ofrece la opción de afectar los intereses de las obligaciones negociables correspondientes al año fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General (AFIP) N° 4190-E/2018 establece que para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) N° 830/2000 en relación a los intereses que hubieran resultado gravados, y obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva ha derogado el artículo 95 de la LIG, así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del año fiscal 2020. En consecuencia, quedó sin efecto el denominado “impuesto cedular” en cuanto se refiere al rendimiento producto de las colocaciones de capital en obligaciones negociables emitidas en la Argentina, entre otros activos, ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, aclarar ciertas cuestiones vinculadas con la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley) que se espera sean emitidas a la brevedad.

b) Entidades Argentinas

Están sujetas al impuesto a las ganancias en Argentina los tenedores de Obligaciones Negociables que obtengan intereses sobre las Obligaciones Negociables, en cuanto estén comprendidos en alguna de las categorías de sujetos mencionados en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Estas son, en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N° 27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N° 22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación -excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N° 24.083, las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción, las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares

del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”).

Si bien el inciso d) del art. 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los períodos fiscales que se inicien a partir del 01/01/2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del art. 73 LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una alícuota del 25%, el artículo 48 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva dispuso suspender la aplicación de la última alícuota señalada hasta los ejercicios que se inicien a partir del 01/01/2021, inclusive. Por lo cual, la alícuota aplicable a los sujetos indicados durante el período de suspensión será del 30%.

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).

c) Beneficiarios del Exterior

La LIG establece en el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 que se encuentran exentos los intereses de las Obligaciones Negociables percibidos por beneficiarios del exterior comprendidos en el Título V de la LIG, 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”) en la medida que: (i) las Obligaciones Negociables sean emitidas en conformidad con las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables; y (ii) los Beneficiarios del Exterior de que se trate no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición de “jurisdicciones no cooperantes” infra, en “*Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación*”).

La CNV está facultada para reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni las del artículo 106 de la Ley N° 11.683 (“Ley de Procedimiento Fiscal”), 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 tal razón, la aplicación de esa exención no se limitará en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, cuando la emisora no cumpla con las Condiciones del Art. 36, y sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder de acuerdo con la Ley de Procedimiento Fiscal, decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en dicha ley y será responsable del pago de los impuestos que hubieran correspondido al inversor, debiendo tributar la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la LIG 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 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 emisoras respecto a las cuales se hubiera verificado el supuesto bajo el cual se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Conforme al artículo 26, inciso u), 4to párrafo de la LIG, si tales beneficiarios residen en y/o los fondos invertidos provienen de jurisdicciones no cooperantes (tal como se explica más adelante en la presente sección), el beneficio fiscal no será de aplicación y la tasa del impuesto a las ganancias aplicable será del 35%, dado que el artículo 240 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables.

La alícuota referida resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en (a) jurisdicciones no consideradas como no cooperantes o de baja o nula tributación o (b) jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida

alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados (i.e., tasa efectiva del 15,05%).

Asimismo, la Ley N° 27.430 en su artículo 82 estableció que, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, 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 dispuestos por los artículos 19 y 20 de la LIG.

Adicionalmente, y conforme se mencionara más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley de Entidades Financieras y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni en el artículo 106 de la Ley de Procedimiento Fiscal, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por su parte, con fecha 2 de enero de 2019, la AFIP publicó la Resolución General N° 4394/2019 y la Resolución General N° 4395/2019, a través de las cuales reglamentó el mecanismo de cobro del impuesto a la ganancia para la renta financiera. Dicha reglamentación dispone que los contribuyentes deberán elaborar una declaración jurada especial de ganancias para la renta financiera, indicando a su vez la documentación respaldatoria con la que deberán contar para cada instrumento financiero, a los fines de determinar la ganancia gravada. Las resoluciones publicadas, obligan a los bancos, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y a las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión, a informar a sus clientes y a la AFIP cuáles fueron las ganancias percibidas durante el ejercicio fiscal, al menos 30 días antes de la presentación de la mencionada declaración jurada.

En el caso de obligaciones negociables, los sujetos obligados deberán informar los siguientes datos: (i) número de la cuenta comitente; (ii) código de especie; (iii) denominación de especie; (iv) moneda; (v) si posee cláusula de ajuste; y (vi) importe total registrado para cada especie de las actualizaciones e intereses o rendimientos, en moneda original y en Pesos.

Cuando se informen operaciones en moneda extranjera, deberá efectuarse la conversión a su equivalente en moneda de curso legal aplicando el último valor de cotización tipo comprador que, para la moneda de que se trate, fije el Banco de la Nación Argentina al cierre del día del pago o puesta a disposición.

Es dable destacar que, en caso de incumplir este régimen de información, los agentes de información serán pasibles de las sanciones dispuestas por la Ley de Procedimiento Fiscal.

Asimismo, la RG 4394/2019 establece diferentes vías para canalizar la remisión de la información requerida a la AFIP.

Por último, conforme lo dispone la Resolución General (AFIP) N°4227/2018, en caso de no proceder las exenciones mencionadas deberá actuar como agente de retención del impuesto el sujeto pagador de los intereses que generen las Obligaciones Negociables.

Ganancias de capital

a) Personas Humanas y Sucesiones Indivisas

Idéntico tratamiento al descrito en los párrafos anteriores respecto de los intereses bajo las Obligaciones Negociables se aplica sobre las ganancias de capital provenientes de la venta u otra forma de enajenación de las Obligaciones Negociables, siempre que se cumplan las Condiciones del Artículo 36.

Conforme el artículo 100 de la LIG cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas domiciliadas en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, prevé la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) N°4298/2018, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes inversión -entre otros sujetos- deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1 de enero de 2019.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe destacar que conforme lo enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la LIG, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley de Entidades Financieras y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, sin que resulte de aplicación la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG.

Adicionalmente, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva ha incorporado con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la LIG que exime a las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del artículo 53 de la LIG de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores alcanzados por el artículo 98 de la LIG que no se encuentran comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del artículo 26 de la ley del gravamen (por lo que el beneficio comprendería a las obligaciones negociables), ello en la medida en que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV. Se reitera que en tales casos las personas humanas y sucesiones indivisas beneficiadas por la exención no estarán sujetas a la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG.

Como se mencionara precedentemente, se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del inicio de la vigencia de las exenciones mencionadas en los párrafos anteriores introducidas por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

b) Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al impuesto por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables. El resultado bruto derivado de la venta de Obligaciones Negociables será determinado mediante la deducción del precio de transferencia el costo de adquisición. La LIG considera de naturaleza específica los quebrantos provenientes de determinadas operaciones financieras. Los inversores deberán evaluar el potencial impacto que ello podría tener en su caso en particular. Como se indicara más arriba, si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone que para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) estarán sujetos a una alícuota del 25%, dicha disposición ha sido recientemente suspendida por el artículo 48 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el período de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

c) Beneficiarios del exterior

Las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las Obligaciones Negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. Los efectos derivados del incumplimiento de las Condiciones del Artículo 36 son los expuestos más arriba en el apartado referido a los intereses.

Como se mencionó, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva ha incorporado con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias que exige a los Beneficiarios del Exterior de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores no comprendidos en el cuarto párrafo del inciso referido, ello en la medida en que los beneficiarios de que se trata no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. A efectos de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento Fiscal, 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.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, recientemente el artículo 33 de la Ley N° 27.541 dispuso sustituir el inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza (i) a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526 y excluyendo a los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste, en tanto que (ii) a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exige del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de beneficiarios del exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Para los Beneficiarios del Exterior que no gocen de la exención prevista en el artículo 26 inciso u) de la LIG pero que sean residentes de jurisdicciones cooperantes, de conformidad con el artículo 249 del Decreto Reglamentario de la LIG, la ganancia neta presunta de los resultados derivados de la enajenación quedará alcanzada por el inciso i) del artículo 104 de la LIG (que presume una ganancia neta equivalente al 90% de las sumas pagadas) y de corresponder por el segundo párrafo del artículo referido (que brinda la opción de determinar la ganancia neta deduciendo del beneficio bruto pagado los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como las deducciones admitidas por la ley del gravamen según el tipo de ganancia de que se trate y reconocidas por la administración fiscal).

Por su parte, el artículo 250 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que cuando la ganancia sea obtenida por un Beneficiario del Exterior que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no

provenzan de jurisdicciones no cooperantes, y no resultara exenta en los términos del cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, deberá aplicarse la alícuota que corresponda de conformidad con lo previsto en el primer párrafo del artículo 98 de la ley del gravamen (es decir las alícuotas del 5%, en el caso de inversiones denominadas en Pesos, o del 15%, para las inversiones denominadas en Pesos con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, (lo que arroja alícuotas efectivas del 4,5% o del 13,5%).

Por su parte, cuando la ganancia sea obtenida por un Beneficiario del Exterior que resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos por los mismos provengan de jurisdicciones no cooperantes estarán sujetos a la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG.

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 del enajenante Beneficiario del Exterior, ya sea directamente a través del mecanismo que al efecto establezca la AFIP, o también (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) a través de su representante legal domiciliado en el país (conf. art. 252 Decreto Reglamentario LIG).

Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

Todas las operaciones financieras y prestaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, pago de intereses y cancelación de las Obligaciones Negociables y sus garantías, se encuentran exentas del pago del IVA en virtud de lo dispuesto en el artículo 36 bis inciso 1 de la Ley de Obligaciones Negociables. Asimismo, se establece que esas Obligaciones Negociables deberán haber sido colocadas mediante oferta pública y que las Condiciones del Artículo 36 deberán haberse cumplido puntualmente, ya que de lo contrario, según lo previsto en el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, la emisora será responsable por el pago de cualquiera de los impuestos resultantes.

Igualmente, de conformidad con el Decreto N° 280/97, la Ley N° 23.349 y sus modificaciones (la “Ley del Impuesto al Valor Agregado”), la transferencia de Obligaciones Negociables estará exenta de este impuesto (artículo 7 inciso b) , incluso si los requisitos y Condiciones del Artículo 36 no pudieron cumplirse.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

Las personas humanas domiciliadas y las sucesiones indivisas ubicadas en Argentina, por los bienes ubicados en el país y en el exterior, como así también las personas humanas residentes en el exterior y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en Argentina, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual respecto de sus tenencias de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año (“IBP”).

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva modificó la Ley N° 23.966 (“Ley del Impuesto Sobre los Bienes Personales”) que rige el gravamen desde el período fiscal 2019. En función de ello, para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina, el IBP recae sobre los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuyo valor en conjunto supere la suma de \$ 2.000.000 (o \$18.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación).

El IBP aplicable a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina para los períodos fiscales iniciados en 2019 y siguientes se calculará sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año tal como se describe a continuación.

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000 inclusive	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000, inclusive	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	en adelante	156.250	1,25%	18.000.000

Además, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva delegó hasta el 31 de diciembre de 2020 en el

Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, 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. Para tales supuestos se establece (i) una definición de los bienes considerados como activos financieros situados en el exterior, y (ii) que el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes situados en el país. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina deberán calcular el IBP a ingresar en relación a los activos situados en el exterior conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagará el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000, inclusive	0,70%
3.000.000	6.500.000, inclusive	1,20%
6.500.000	18.000.000, inclusive	1,80%
18.000.000	En adelante	2,25%

La Resolución General (AFIP) 4673 establece un pago a cuenta del IBP correspondiente a los períodos fiscales 2019 y 2020, que deberán ingresar las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina que posean en los períodos fiscales 2018 y 2019, respectivamente, bienes en el exterior sujetos a impuesto.

Este impuesto se aplica sobre el valor de cotización de las obligaciones negociables, en el caso de títulos valores con cotización en bolsa, o sobre el costo de adquisición, incrementado de corresponder, en el importe de intereses actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieran devengado, en el caso de títulos valores sin cotización, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.

A su vez, para el período fiscal 2019 y siguientes las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior estarán alcanzadas por el IBP sobre el valor de los bienes de su titularidad situados en Argentina a una alícuota del 0,50%. El impuesto debe ser ingresado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores.

En el caso de las personas humanas o sucesiones indivisas residentes o radicadas en el extranjero, la Ley del Impuesto Sobre los Bienes Personales establece un régimen especial de sustitución. Sin embargo, esta Ley excluye expresamente la aplicación de este régimen de sustitución a las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. Por lo tanto, a pesar que las personas humanas o las sucesiones indivisas residentes en el exterior poseedoras de obligaciones negociables están sujetas al impuesto, a la fecha del presente no se ha establecido para ellos procedimiento alguno para el ingreso del Impuesto sobre los bienes personales por la tenencia de obligaciones negociables. Tales sujetos están alcanzados por el IBP y deberán ingresar con carácter de pago único y definitivo calculado sobre el valor de dichos bienes al 31 de diciembre de cada año, los montos que se calculen aplicando una alícuota, de acuerdo a las últimas modificaciones introducidas por Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, del 0,50% para los períodos fiscales 2019 y subsiguientes. Las personas humanas o sucesiones indivisas ubicadas fuera de Argentina no se encuentran sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a \$250.

Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo anterior, el artículo 26 de la Ley del Impuesto Sobre los Bienes Personales establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos sobre las que tenga titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas residentes en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país. Por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los 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, del 9 de febrero de 1996

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 dichas obligaciones negociables. 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.

En esos casos, la Ley del Impuesto Sobre los Bienes Personales impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de títulos valores como las Obligaciones Negociables: (i) compañías de seguros, (ii) fondos de inversión abiertos, (iii) fondos de retiro y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

No obstante, el Decreto N° 812/1996, del 24 de julio de 1996, dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se listen y/o negocien en los mercados autorizados ubicados en Argentina o en el extranjero.

A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que las Co-Emisoras no sean responsables por el IBP como Obligados Sustitutos, según lo establece la Resolución General (AFIP) N°2151/2006, las Co-Emisoras debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto.

Cabe aclarar que la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva ha establecido que a partir del período fiscal 2019, la condición de los contribuyentes sujetos del impuesto se regirá por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la LIG, quedando sin efecto el criterio del domicilio. Por su parte, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al impuesto debe entenderse referida a “residencia”.

Por último, las condiciones de aplicación de los criterios de residencia en relación con este Impuesto se encuentran reglamentados por la Resolución General (AFIP) N°4760, publicada en el Boletín Oficial el 17/07/2020.

Impuesto sobre 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 en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de la Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias. La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor de 1,2% y una menor de 0,075%).

Por lo tanto, en caso de que las sumas pagaderas en relación a las Obligaciones Negociables (por capital, intereses u otros conceptos) sean acreditadas a los tenedores de las Obligaciones Negociables, que no gocen de un tratamiento específico, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente a dicha acreditación se encontraría gravado con este impuesto, a la alícuota general del 0,6%.

Según el Decreto N° 1364/2004 (publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de octubre de 2004), el 34% del impuesto pagado sobre los créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas con la alícuota de 1,2% se considerarán un pago a cuenta del impuesto a las ganancias. 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.

Este crédito como pago a cuenta será imputado, indistintamente, contra el impuesto a las ganancias y/o a cuenta de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas, o sus respectivos anticipos. 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.

De acuerdo con el Decreto N° 380/2001 (B.O del 29 de marzo de 2002) y sus modificatorias y complementarias, también serán considerados como hechos imponibles de este impuesto: (i) ciertas operaciones en las que no se utiliza una cuenta corriente bancaria, efectuadas por las entidades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras; y (ii) todos los movimientos o entregas de fondos, aún en efectivo, que efectúe cualquier

persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, mediante sistemas organizados de pago que reemplacen el uso de las cuentas corrientes bancarias (art. 2 inc. (b) del Anexo I del Decreto N° 380/2001). Mediante Resolución N° 2111/2006, la AFIP aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados –existentes o no a la vigencia de este impuesto– que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales para personas jurídicas –creadas por la Comunicación “A” 3250 del Banco Central– cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país.

La Ley N° 27.264 (en su texto actualizado) y el Decreto N° 1.101 del 17 de octubre de 2016, establecen 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 60% por las industrias manufactureras consideradas “medianas —tramo 1—” en los términos del artículo 1° de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias. A efectos de usufructuar el beneficio se deberá cumplimentar las previsiones dispuestas en la RG (AFIP) 3946/2016.

Por medio de la Ley N° 27.432 se prorrogó la vigencia de este gravamen hasta el 31 de diciembre de 2022, inclusive, habilitando también a que el Poder Ejecutivo Nacional disponga que el porcentaje del impuesto 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, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20%) por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente como pago a cuenta del impuesto a las ganancias. En esta línea, el Decreto N° 409/2018 estableció que un 33% del impuesto determinado y recibido por el agente de percepción sobre los débitos y créditos pueda computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas, para los períodos fiscales que hubiesen iniciado a partir del 1 de enero de 2018. Es decir, a partir del Decreto N° 409/2018 se admite el cómputo del impuesto sobre los débitos además del impuesto sobre los créditos. El cómputo puede efectuarse tanto contra los saldos de las declaraciones juradas anuales como contra los anticipos de los gravámenes. Asimismo, en los casos de operaciones sujetas a la tasa del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o la contribución especial sobre el capital de las cooperativas.

Ahora bien, en el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas corrientes bancarias podrían estar sujetos al Impuesto.

Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (Impuesto PAIS)

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de su entrada en vigencia, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y sobre determinadas adquisiciones de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Impuesto sobre los ingresos brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un gravamen local regido por la Ley N° 23.548 de coparticipación federal (“Ley de Coparticipación Federal”) y los códigos fiscales de cada jurisdicción, 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 empresariales, civiles o comerciales con fines de lucro, de profesiones, oficios, intermediaciones y de toda otra actividad habitual excluida de las actividades realizadas en relación de dependencia y del desempeño de cargos públicos.

Los inversores que en forma regular participan, o que se presume participan, en actividades en cualquier jurisdicción en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada provincia argentina, a menos que resulte aplicable una exención.

Tanto en la Ciudad de Buenos Aires como en la provincia de Buenos Aires se ha establecido que toda operación sobre obligaciones negociables emitidas de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Obligaciones Negociables, la percepción de intereses y actualización devengadas y el valor de venta en caso de transferencia estarán exentos del tributo, en la medida que se aplique la exención respecto del Impuesto a las Ganancias.

Con fecha 21 de diciembre de 2017, el Congreso Nacional aprobó mediante la Ley N° 27.429 el denominado “Consenso Fiscal 2017” suscripto entre el Poder Ejecutivo Nacional y representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En el mismo se acuerda armonizar las estructuras tributarias de las distintas jurisdicciones, con el fin de promover el empleo, la inversión y el crecimiento económico, y promover políticas uniformes. Asimismo, el 4 de diciembre de 2018 el Congreso Nacional aprobó mediante la Ley N° 27.469 el denominado “Consenso Fiscal 2018”, mediante el cual se complementa y modifica el Consenso Fiscal 2017.

Así pues, conforme las previsiones del Consenso Fiscal, a la fecha de este Suplemento tanto los Poderes Legislativos de la Ciudad de Buenos Aires como de la Provincia de Buenos Aires, entre otras provincias, han aprobado las leyes de adhesión a mencionado Consenso, ya que el mismo sólo producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. En relación al Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas (reduciendo las ya existentes, en algunos casos) para ciertas actividades y períodos.

Sin perjuicio de lo anterior, el 19 de diciembre de 2019 el presidente Alberto Fernández, los gobernadores y el jefe de gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, celebraron un acuerdo mediante el cual resolvieron suspender hasta el 31 de diciembre de 2021 ciertas disposiciones del Consenso Fiscal 2017 y del Consenso Fiscal 2018, incluidas las relativas a Ingresos Brutos. Debe analizarse la aprobación legislativa a nivel provincial del Consenso Fiscal 2019.

Por lo expuesto, los potenciales adquirentes de Obligaciones Negociables residentes en la Argentina deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos teniendo en cuenta las disposiciones de la legislación provincial que pudieran resultar aplicables en función de su residencia y actividad económica.

Impuestos de sellos

Conforme la Ley de Coparticipación Federal, 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 de Entidades Financieras.

A nivel Nacional, de acuerdo a lo establecido por el artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables, los actos, contratos y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables no se encuentran alcanzadas por el impuesto de sellos.

Sin embargo, al tratarse de un impuesto local, la suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables, en consideración a las normas de la jurisdicción de residencia y actividad económica de cada inversor, podrían estar alcanzadas.

Tanto en la Ciudad de Buenos Aires como en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, 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, 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.

Por otra parte, si bien por medio del Consenso Fiscal previamente citado, las provincias asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima del impuesto del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021, y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, dicho cronograma –en principio– quedaría pospuesto por un año calendario en virtud de lo previsto en el Apartado I – f) de la Ley N° 27.469.

No obstante lo anterior, por medio de la Ley N° 27.469 se pospuso por un año calendario el cronograma mencionado. Asimismo, la Ley N° 27.542 relativa al Consenso Fiscal 2019 suspendió la implementación de dichas disposiciones hasta el 31 de diciembre de 2020, inclusive.

Los potenciales adquirentes residentes en el país deberán considerar la posible incidencia del impuesto de sellos en las distintas jurisdicciones con relación a la suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (“ITGB”)

El ITGB grava todo aumento de riqueza a título gratuito como consecuencia de una transmisión o acto de esa naturaleza. Actualmente el impuesto es local, es decir no se grava a nivel federal, y sólo la provincia de Buenos Aires se encuentra aplicando dicho gravamen.

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 otra transmisión 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 dicha provincia 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 respectivas provincias; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en las respectivas provincias 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.

Están exentas del ITGB, en la provincia de Buenos Aires, las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sea igual o inferior a \$322.800, monto que se elevará a \$1.344.000 cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

En cuanto a las alícuotas, se han previsto, en ambas provincias, escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

La transmisión gratuita de Obligaciones Negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sean superiores a \$322.800 o \$1.344.000 cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

Para el resto de las provincias (en caso de que graven con el ITGB), cada inversor deberá realizar el análisis teniendo en cuenta la legislación de cada provincia en particular.

Tasa de justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3%, reducida al 1,5% para los procesos sucesorios) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos 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.

Fondos Provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de nula o baja tributación

El artículo 19 de la LIG establece como “jurisdicción no cooperante” a todo país o jurisdicción que: (i) no tenga un acuerdo de intercambio de información vigente con la República Argentina; (ii) no tenga un convenio para evitar la doble imposición vigente con la República Argentina con cláusula amplia de intercambio de

información; o (iii) teniendo un acuerdo o convenio de dicha clase, no cumpla efectivamente con su obligación de intercambiar información. 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. Asimismo, el artículo 19 de la LIG dispuso que el Poder Ejecutivo de la Nación sería el encargado de elaborar un listado de las jurisdicciones no cooperantes de conformidad con los criterios descriptos, que ha sido recientemente establecido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/19 de la LIG. 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. Además, se ha dispuesto que la AFIP deberá informar al Ministerio de Economía cualquier novedad que justifique una modificación en el listado señalado, a los fines de su actualización.

Por su parte, el artículo 20 de la LIG define a las jurisdicciones de baja o nula tributación como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de la LIG para sociedades de capital. Por su parte, el artículo 25 del Decreto Reglamentario N° 862/19 de la LIG precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido.

También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general. Es preciso destacar que si bien el inciso d) del artículo 86 de la Reforma Tributaria dispone en su segundo párrafo que a los efectos de la determinación del porcentaje establecido en el artículo 20 de LIG deberá tomarse como base la alícuota del 25% establecida en el inciso a) del artículo 73 de dicha norma, dicha disposición ha sido recientemente suspendida por el artículo 48 de la ley de Solidaridad y Reactivación Productiva hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, en tanto que esta última norma ha establecido que durante el período de suspensión la alícuota del inciso a) del artículo 73 de la LIG será la del 30%.

De acuerdo con una presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley de Procedimiento Fiscal, los ingresos de fondos provenientes de países de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate.

Conforme la presunción legal prevista en el artículo 18.1 de la Ley de Procedimiento Fiscal, los incrementos patrimoniales no justificados con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del impuesto a las ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

El sujeto 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.

Tratados para evitar la doble imposición

La Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición en materia del impuesto a la renta con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, Rusia, Suecia y Suiza.

Actualmente no hay pactos ni convenciones fiscales vigentes entre Argentina y Estados Unidos. Los convenios para evitar la doble imposición firmados con Austria, China, Qatar, Turquía, Japón y Luxemburgo no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Cooperación en materia tributaria entre la República Argentina y otros países. Resolución General 631/2014 de la CNV.

En el marco del compromiso que ha asumido la República Argentina a través de la suscripción de la “Declaración sobre intercambio Automático de Información en Asuntos Fiscales” para implementar

tempranamente el nuevo estándar referido al intercambio de información de cuentas financieras desarrolladas por la OCDE, adoptada en la Reunión Ministerial de esa Organización de fecha 6 de mayo de 2014 y las disposiciones vinculadas a la Ley de Cumplimiento Fiscal de Cuentas Extranjeras (“*Foreign Account Tax Compliance Act*” FATCA) de los Estados Unidos de América, la CNV, mediante Resolución General 631/2014 del 18/09/2014, ha dispuesto que los agentes registrados deberán arbitrar las medidas necesarias para identificar los titulares de las cuentas alcanzados por dicho estándar (no residentes). A esos efectos, los legajos de tales clientes en poder de los agentes registrados deberán incluir en el caso de personas humanas la información sobre nacionalidad, país de residencia fiscal y número de identificación fiscal en ese país, domicilio, lugar y fecha de nacimiento. En el caso de personas jurídicas y otros entes, la información deberá comprender país de residencia fiscal, número de identificación fiscal en ese país y domicilio.

La información deberá ser presentada ante la AFIP en los términos indicados, de acuerdo con el régimen que esa Administración ha establecido a través de la Resolución General 4056/2017, posteriormente modificada por la Resolución General 4422/2019 y la Resolución general 4492/2019.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.

e) Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a las Co-Emisoras.

f) 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 de las Compañías, sita en Av. Leandro N. Alem 855 / Piso 14º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la página web del grupo www.albanesi.com.ar, en los sistemas informáticos de aquellos mercados en los que se listen las Obligaciones Negociables, así como en la página web de la CNV www.cnv.gov.ar/sitioweb/ en el ítem información financiera.

CO-EMISORAS

GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A.

Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

CENTRAL TÉRMICA ROCA S.A.

Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°
(C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LAS CO-EMISORAS

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani

Tte. Gral. Juan D. Perón 537, Piso 5°
(C1038AAK)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

(firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited network)

Edificio Bouchard Plaza
Bouchard 557, Piso 8°
(C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina